

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (бакалавриат) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>Разработка мероприятий по предотвращению распространения нефтяного загрязнения при авариях на подводных переходах магистрального нефтепровода</b>

УДК 622.692.4.053.074(204.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Б	Кузьменко Елизавета Андреевна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Валитова Е.Ю.	к.п.н., доцент		

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Клемашева Е. И.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех А.И.	-		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н.		

### Результаты освоения ООП

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК (У)-1, УК(У)-2, УК(У)-3, УК(У)-6, УК(У)-7, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-4, УК(У)-5, УК(У)-8, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)</i>

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
Р6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-2, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
Р7	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ОПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>
Р8	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН.	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
Р9	Владеть методами и средствами для выполнения работ по техническому обслуживанию, ремонту, диагностическому обследованию оборудования, установок и систем НППС.	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.055" Специалист по эксплуатации нефтепродуктоперекачивающей станции магистрального трубопровода нефти и нефтепродуктов ".</i>

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело

Профиль: Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

\_\_\_\_\_ Брусник О.В.  
 (Подпись)    (Дата)    (Ф.И.О.)

### ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Б	Кузьменко Елизавете Андреевне

Тема работы:

«Разработка мероприятий по предотвращению распространения нефтяного загрязнения при авариях на подводных переходах магистрального нефтепровода»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№36-779/с от 05.02.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.2021
--	------------

### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<b>Исходные данные к работе</b>  <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Объектом исследования является магистральный нефтепровод, прокладываемый через подводный переход.  Вид сырья – нефть.
--	---

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>1) Рассмотреть классификацию подводных переходов;</p> <p>2) проанализировать причины аварий на подводном переходе магистрального нефтепровода;</p> <p>3) рассмотреть мероприятия, направленные на предупреждение аварий в подводной части магистрального нефтепровода;</p> <p>4) провести сравнительный анализ методов локализации нефтяных разливов при авариях на подводных переходах магистрального нефтепровода;</p> <p>5) рассчитать ущерб при аварии, определить угол установки и длину боновых заграждений на подводном переходе магистрального нефтепровода.</p>
<p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Рисунки, диаграммы, таблицы, схемы, номограмма</p>
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b></p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Клемашева Елена Игоревна</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Фех Алина Ильдаровна</p>

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	
--	--

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Валитова Елена Юрьевна	к.п.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Б	Кузьменко Елизавета Андреевна		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело

Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Уровень образования: высшее

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

Период выполнения: осенний/весенний семестр 2020 /2021 учебного года

Форма представления работы:

**Бакалаврская работа**

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН**

**выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	12.06.2021 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
11.01.2021	Введение	5
18.01.2021	Обзор литературы	5
8.02.2021	Характеристика подводного перехода магистрального нефтепровода	5
15.02.2021	Причины аварий на подводных переходах	5
25.02.2021	Мероприятия, направленные на предупреждение аварий в подводной части магистральных водопроводов	5
4.03.2021	Сравнительный анализ методов локализации разлива нефти при аварии в подводных переходах	15
25.03.2021	Расчетная часть работы	25
15.05.2021	Финансовый менеджмент	10
15.05.2021	Социальная ответственность	10
18.05.2021	Заключение	5
25.05.2021	Презентация	10
	Итого	100

**СОСТАВИЛ: Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Валитова Е.Ю	К.П.Н.		

**СОГЛАСОВАНО: Руководитель ООП**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	К.П.Н.		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Б	Кузьменко Елизавете Андреевне

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

### Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет сметной стоимости выполняемых работ, согласно применяемой техники и технологии
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Страховые взносы 32,4%; Налог на добавленную стоимость 20%

### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Технико-экономическое обоснование реализации проекта
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Расчет сметной стоимости выполнения работ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Описание потенциального эффекта

### Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Линейный календарный график выполнения работ
2. Структура затрат

### Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Клемашева Елена Игоревна	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Б	Кузьменко Елизавета Андреевна		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Б	Кузьменко Елизавете Андреевне

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Разработка мероприятий по предотвращению распространения нефтяного загрязнения при авариях на подводных переходах магистрального нефтепровода

**Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:**

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Объект исследования:</i> аварийный разлив нефти <i>Область применения:</i> магистральный нефтепровод
--	--

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>-Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. от 05.04.2021) // Собрание законодательства РФ. – Глава 34, ст. 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда [1];</p> <p>-Приказ Ростехнадзора от 12.04.2018 N 169 "Руководство по безопасности "Инструкция по ликвидации возможных аварий на подводных переходах магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов" Глава 10.Мероприятия по безопасности [2]</p> <p>- ГОСТ 21752-76. Система «человек-машина». Маховики управления и штурвалы. Общие эргономические требования [3];</p> <p>- ГОСТ 22613-77. Система «человек-машина». Выключатели и переключатели поворотные. Общие эргономические требования [4];</p> <p>- ГОСТ 21753-76. Система «человек-машина». Рычаги управления. Общие эргономические требования. [5]</p>
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	<p><i>Вредные факторы:</i></p> <p>- отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе,</p>



2.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	<p>рабочей зоны;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- недостаточная освещенность рабочей зоны;</li> <li>- повышенный уровень шума на рабочем месте;</li> <li>- утечки вредных и токсичных веществ.</li> </ul> <p><i>Опасные факторы:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- движущиеся машины и механизмы производственного оборудования;</li> <li>- электрический ток;</li> <li>- пожаровзрывоопасность на рабочем месте.</li> </ul>
3. Экологическая безопасность	<p>Влияние разливов нефти на окружающую среду:</p> <p>– атмосферу, гидросферу и литосферу.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	<p><i>Возможные ЧС:</i> пожары, взрывы, экологическое загрязнение окружающей среды</p> <p><i>Наиболее типичная ЧС:</i> загрязнение окружающей среды</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна	-		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Б	Кузьменко Елизавета Андреевна		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 117 с., 17 рис., 21 табл., 46 источников, 1 прил.

Ключевые слова: локализация, подводный переход, аварийный разлив, нефтяное загрязнение, магистральный нефтепровод, ущерб, водная преграда.

Объектом исследования является магистральный нефтепровод, прокладываемый через водный переход.

Цель работы – разработка мероприятий по предотвращению распространения нефтяного загрязнения на водных объектах.

В процессе исследования был произведен расчет ущерба окружающей среде в результате аварии на подводном переходе. Рассчитан угол и длина установки бонового заграждения, дана классификация подводных переходов, рассмотрена характеристика мероприятий, направленных на предупреждение аварий в подводной части магистрального нефтепровода, проведен сравнительный анализ методов локализации нефтяного загрязнения при аварии.

Область применения: локализация аварийного разлива нефти на подводном переходе магистрального нефтепровода.

Для выполнения выпускной квалификационной работы использовался текстовый редактор Microsoft Word, редактор электронных таблиц Microsoft Excel, презентация подготовлена с помощью Microsoft Power Point, система автоматизированного проектирования КОМПАС-3D использовалась для построения профиля магистрального нефтепровода.

					Разработка мероприятий по предотвращению распространения нефтяного загрязнения при авариях на подводных переходах магистрального нефтепровода								
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата									
Разраб.		Кузьменко Е.А.			Реферат				Литера	Лист	Листов		
Руковод.		Валитова Е.Ю.									10	117	
Консульт.									ТПУ гр.257Б				
Рук-ль ООП		Брусник О.В.											

## Термины и сокращения

В работе использованы следующие термины с соответствующими определениями:

**Авария на магистральном нефтепроводе** – внезапный вылив или истечение нефти (утечки) в результате полного разрушения или повреждения нефтепровода, его элементов, резервуаров, оборудования и устройств, сопровождаемые одним или несколькими из следующих событий:

- воспламенение жидкости или взрыв ее паров;
- загрязнение водного объекта сверх пределов, установленных стандартом на качество воды, вызвавшее изменение окраски поверхности воды или берегов, или приведшее к образованию эмульсии, находящейся ниже уровня воды, или к выпадению отложению на дно или берега;
- объем утечки составил 10 м<sup>3</sup> и более.

**Подводный переход магистрального нефтепровода** – участок нефтепровода, проложенного через реку или водоем шириной в межень по зеркалу воды более 10 м и глубиной свыше 1,5 м.

**Магистральный нефтепровод** – инженерное сооружение, состоящее из подземных, подводных, наземных и надземных трубопроводов и связанных с ними насосных станций, хранилищ нефти и других технологических объектов, обеспечивающих транспортировку, приемку, сдачу нефти потребителям или перевалку на другой вид транспорта.

					Разработка мероприятий по предотвращению распространения нефтяного загрязнения при авариях на подводных переходах магистрального нефтепровода			
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата				
Разраб.		Кузьменко Е.А.			<b>Термины и сокращения</b>			
Руковод.		Валитова Е.Ю.						
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
Разраб.		Кузьменко Е.А.						
						Литера	Лист	Листов
						у	11	117
						ТПУ гр.2Б7Б		

**Магистральный трубопровод** – трубопроводы и отводы от них диаметром до 1420 мм включительно с избыточным давлением среды свыше 1,18 МПа (12 кгс/см<sup>2</sup>) до 15 МПа (153 кгс/см<sup>2</sup>), предназначенные для транспортирования углеводородов от места производства к месту потребления.

**Разлив нефти** – это сброс сырой нефти, нефтепродуктов, смазочных материалов, смесей, содержащих нефть и очищенных углеводородов в окружающую среду, произошедший в результате аварийной ситуации при добыче, транспортировке и хранения нефти.

**Боновые заграждения** – плавучие заграждения, служащие для ограничения распространения чего-либо по поверхности воды.

Применялись следующие сокращения:

ЛЭП – линия электропередачи;

ЭХЗ – электрохимическая защита;

СОУ – система обнаружения утечек;

ППМН – подводный переход магистрального нефтепровода;

СОД – средства очистки и диагностики;

ПЛАС – план ликвидации аварийных ситуаций;

БЗ – боновые заграждения;

ОПС – окружающая природная среда

## Оглавление

Введение.....	16
1 Обзор литературы.....	18
2 Подводные переходы.....	20
2.1 Характеристика подводного перехода.....	20
2.2 Классификация подводных переходов.....	23
2.3 Строительство подводных переходов.....	27
3 Причины аварий на подводных переходах нефтепровода.....	29
3.1 Виды аварий и повреждений.....	29
3.2 Анализ источников и причин повреждения подводных переходов магистральных нефтепроводов.....	31
4 Мероприятия, направленные на предупреждение аварий в подводной части МН.....	34
5 Сравнительный анализ методов локализации аварий на подводных переходах магистральных нефтепроводов.....	38
6 Расчетная часть.....	61
6.1 Определение количества нефти, вылившейся из нефтепровода вследствие аварии.....	63
6.1.1 Определение объема вытекшей нефти до момента остановки перекачки со стороны левой задвижки.....	63
6.1.2 Определение объема вытекшей нефти до момента закрытия задвижек со стороны правой задвижки.....	65
6.1.3 Определение объема вытекшей нефти с момента остановки перекачки до прекращения утечки со стороны левой задвижки.....	69
6.1.4 Определение общего объёма (общей массы) вылившейся при аварии нефти с момента возникновения аварии до прекращения утечки.....	72

					Разработка мероприятий по предотвращению распространения нефтяного загрязнения при авариях на подводных переходах магистрального нефтепровода						
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата							
Разраб.		Кузьменко Е.А.			Оглавление				Литера	Лист	Листов
Руковод.		Валитова Е.Ю.							у	13	117
Консульт.									ТПУ гр.2Б7Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.									
Разраб.		Кузьменко Е.А.									

6.2	Определение степени загрязнения окружающей среды.....	72
6.2.1	Оценка степени загрязнения земель.....	72
6.2.2	Оценка степени загрязнения атмосферного воздуха.....	74
6.2.3	Оценка степени загрязнения водных объектов(река).....	76
6.2.4	Учет количества вылившейся и потерянной нефти.....	77
6.3	Оценка ущерба, подлежащего компенсации, окружающей природной среде.....	79
6.3.1	Расчет размера ущерба атмосферному воздуху.....	79
6.3.2	Расчет размера ущерба водным объектам.....	82
6.3.3	Расчет размера ущерба почвам.....	83
6.3.4	Плата за загрязнение окружающей природной среды при аварии на магистральном нефтепроводе.....	84
6.4	Расчет угла и длины необходимого количества боновых заграждений.....	85
7	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	88
7.1	Технико-экономическое обоснование реализации проекта.....	88
7.2	Планирование и формирование сметы выполнения работ научных исследований.....	89
7.2.1	Структура работ в рамках научного проекта.....	89
7.2.2	Смета затрат для проведения работ при аварии на подводном переходе магистрального нефтепровода.....	91
7.3	Потенциальный эффект проведения проектно-изыскательных работ.....	97
8	Социальная ответственность.....	98
8.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	98

8.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства...	98
8.1.2 Организационные мероприятия рабочей зоны для обеспечения безопасности.....	100
8.2 Производственная безопасность.....	102
8.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	103
8.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	105
8.3 Экологическая безопасность.....	107
8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	109
Заключение.....	111
Список литературы.....	112
Приложения.....	117

## Введение

Россия является крупнейшим поставщиком нефти на мировой рынок.

В настоящее время в нашей стране протяженность нефтепроводов составляет около 53 тыс. км, способных транспортировать 600 млн. тонн нефти в год, что составляет 93% от общего количества добываемой нефти.

Преимуществами трубопроводного транспорта являются: дальность перекачки, практически бесперебойная работа в течение года с минимальными потерями, возможность работы в разных климатических условиях, высокий уровень механизации строительно-монтажных работ при строительстве трубопроводов, применение автоматизированных систем управления технологическими процессами.

Недостатком трубопроводного транспорта является все же высокая стоимость строительства трубопроводов (соединительные детали трубопровода, переходы, трубы, запорная арматура), сложности прокладки в труднопроходимых районах, экологическая опасность, особенно при эксплуатации подводных переходов (дюкеров) [1].

Транспортировка нефти по магистральным трубопроводам обуславливает повышенные требования к надежности нефтепроводов и их экологической безопасности. По данным Министерства энергетики, в 2019 году произошло более 10500 аварий с разливами нефти на нефтепроводах.

Аварийные ситуации на магистральных нефтепроводах считаются одним из особо опасных причин загрязнения окружающей природы. Особо опасными являются участки нефтепроводов, проходящие сквозь водные объекты.

					<i>Разработка мероприятий по предотвращению распространения нефтяного загрязнения при авариях на подводных переходах магистрального нефтепровода</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Кузьменко Е.А.</i>			<b>Введение</b>			
<i>Руковод.</i>		<i>Валитова Е.Ю.</i>						
<i>Консульт.</i>								
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						
						<i>Литера</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
						<i>у</i>	16	117
						ТПУ гр.257Б		



При авариях на подводных переходах магистральных нефтепроводов первоочередной задачей является прекращение дальнейшего распространения нефтяного пятна по водной акватории.

Данная тема актуальна потому, что вне зависимости от характера и масштабов аварии, в первую очередь, нужно принять срочные меры, направленные на локализацию и предотвращение распространения нефти и нефтепродуктов, чтобы максимально предотвратить вредоносное воздействие химических элементов на окружающую среду.

Объектом исследования является магистральный нефтепровод, прокладываемый через подводный переход.

Предмет исследования - методы предотвращения распространения нефтяного загрязнения.

Цель работы - разработка мероприятий по предотвращению распространения нефтяного загрязнения на водных объектах.

В соответствии с данной целью устанавливаются следующие задачи исследования:

1. Проанализировать причины аварий в подводной части магистральных нефтепроводов.
2. Проанализировать и сравнить существующие методы локализации нефтяных загрязнений при аварии на подводных переходах.
3. Провести анализ ущерба окружающей среде от аварии на подводном переходе МН.
4. Определить наиболее эффективный метод локализации при мероприятиях направленных на предотвращение распространения нефтяного разлива

Методы исследования. В процессе проведения исследований были использованы теоретические и технологические методы.

## 1 Обзор литературы

Основной литературой при написании выпускной квалификационной работы были использованы законодательные акты Российской Федерации, отраслевые регламенты, ГОСТы, СНиПы, а так же научная и учебно-методическая литература.

Рассматриваемыми документами по объекту исследования стали:

1. СП 36.13330.2012. Свод правил. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85\* [3].
2. СТО ГУ ГГИ 08.29-2009. Учет руслового процесса на участках подводных переходов трубопроводов через реки [10].

Анализ причин возможных аварий на подводных переходах был рассмотрен на основании документов:

1. РД 153-112-014-97. Инструкция по ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепродуктопроводах [12] .
2. РД 153-39.4-074-01. Инструкция по ликвидации аварий и повреждений на подводных переходах магистральных нефтепродуктопроводов [13].

Базовым источником по мероприятиям, направленным на локализацию и предотвращение распространения нефти и нефтепродуктов при авариях на подводных переходах магистральных нефтепроводов является Приказ Ростехнадзора N 169 от 12 апреля 2018 года «Об утверждении Руководства по безопасности «Инструкция по ликвидации возможных аварий на подводных переходах магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов» [16].

					Разработка мероприятий по предотвращению распространения нефтяного загрязнения при авариях на подводных переходах магистрального нефтепровода		
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата			
Разраб.		Кузьменко Е.А.			Обзор литературы		
Руковод.		Валитова Е.Ю.					
Консульт.							
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					
					ТПУ гр.257Б		
					Литера	Лист	Листов
					у	18	117

В расчетной части были применены Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах (утверждена Министерством топлива и энергетики Российской Федерации 01.11.1995) [26] и отраслевой регламент ОР – 13.020.30 – КТН – 161 – 13 «Порядок применения действующих методик расчета ущерба окружающей среде при инцидентах и авариях с разливами нефти и нефтепродуктов» [28].

При написании раздела «Социальная ответственность» использовались ГОСТы по производственной безопасности при выполнении работ локализации и ликвидации аварийных разливов нефти на подводном переходе магистрального нефтепровода.

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		19

## 2 Подводные переходы

### 2.1 Характеристика подводного перехода

Магистральные нефтепроводы встречаются на своем пути многочисленные препятствия: реки, озера, болота, водохранилища, морские акватории, которые называют водными преградами. Строительством подводных переходов чаще всего решаются пересечения водных преград магистральными трубопроводами. Протяженность некоторых подводных переходов может достигать нескольких километров.

Линейная часть нефтепровода с сооружениями, проходящая через водные преграды, относится к подводным переходам.

Магистральный трубопровод, проходящий через водные преграды, состоит из:

- участок магистрального провода в границах ПМН;
- узлы береговых задвижек и камер пуска-приема средств очистки и диагностики;
- берегоукрепительные и дноукрепительные сооружения, предназначенные для предотвращения размыва береговой и русловой части перехода;
- информационные знаки ограждения охранной зоны перехода на судоходных и сплавных водных путях;
- пункт наблюдения (блок-пост обходчика);
- вдольтрассовая линия электропередачи (ЛЭП) в границах ПМН;
- средства электрохимзащиты (ЭХЗ) в границах ПМН;
- трансформаторная подстанция для обеспечения электроэнергией электроприводных задвижек и средств ЭХЗ;
- средства и оборудование телемеханики;

					Разработка мероприятий по предотвращению распространения нефтяного загрязнения при авариях на подводных переходах магистрального нефтепровода							
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата								
Разраб.		Кузьменко Е.А.			Подводные переходы				Литера	Лист	Листов	
Руковод.		Валитова Е.Ю.							у		20	117
Консульт.									ТПУ гр.2Б7Б			
Рук-ль ООП		Брусник О.В.										

- стационарные маркерные пункты для выполнения работ по внутритрубной диагностике;
- датчики отбора давления, манометрические узлы, сигнализаторы прохождения очистных устройств, системы обнаружения утечек (СОУ), вантузы, системы контроля межтрубного пространства перехода, выполненного методом микротоннелирования или «труба в трубе» [2].

Под подводным переходом принято понимать гидротехническую систему сооружений одного или нескольких трубопроводов, уложенных по дну или ниже отметок дна водоема.

Переход трубопровода подводный - участок трубопровода, проложенный через реку или водоем шириной в межень по зеркалу воды более 10 и глубиной свыше 1,5 м, или шириной по зеркалу воды в межень 25 м и более независимо от глубины [3].

Границами подводного перехода магистрального нефтепровода (ППМН), определяющими длину перехода, являются:

для многониточных переходов - участок, ограниченный запорной арматурой, установленной на берегах;

для однопниточных переходов - участок, ограниченный горизонтом высоких вод (ГВВ), не ниже отметок 10 %-й обеспеченности [3].

На рисунке 2.1 показана конструктивная схема положения подводного перехода [4].

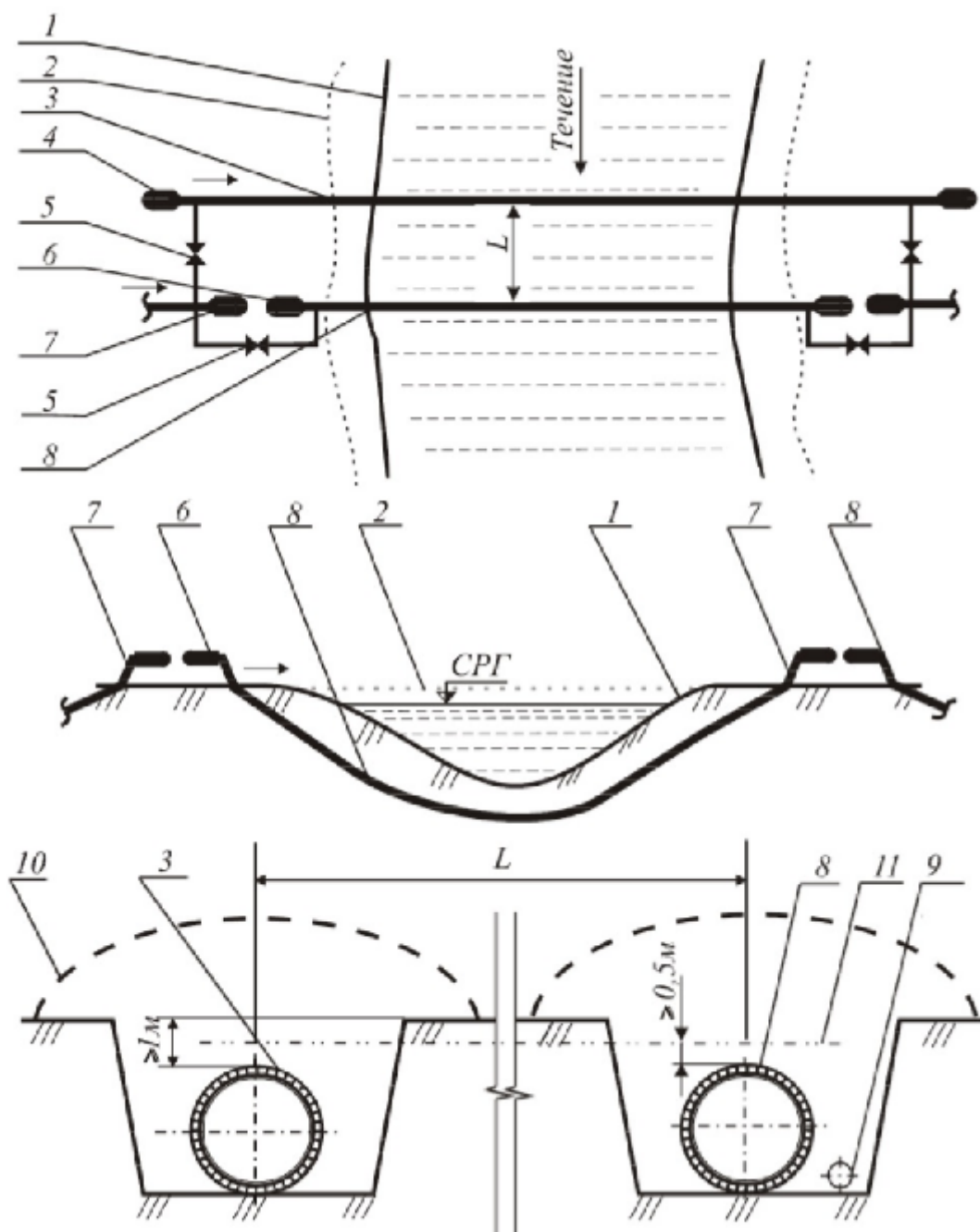


Рисунок 2.1 – Конструктивная схема положения подводного перехода

1- берег реки; 2- горизонт высоких вод; 3- резервная нитка подводного прехода; 4- камера пуска СОД (резервная нитка); 5- задвижка; 6- камера пуска СОД (основная нитка); 7- камера приема СОД (линейная часть); 8- основная нитка подводного перехода; 9- кабель связи;

10- защитный валик; 11- прогнозируемый предельный профиль размыва русла реки;

L- минимальное расстояние между осями трубопроводов (в соответствии со СНиП 2.05.06-85\*).

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

## 2.2 Классификация подводных переходов

В природе не существует водных преград с одинаковым рельефом и геологическим строением дна, скоростями течения, ледовым режимом и другими факторами.

При выборе места пересечения трубопроводом водных и других преград учитываются направление и особенности трассы, а также характеристики преграды. Например, в случае пересечения МН водной преграды - это тип руслового процесса, ширина и глубина водоема, водный режим, состояние береговых склонов, геологическое строение русла, берегов, поймы.

Основными показателями являются ширина и глубина водной преграды.

Согласно Своду правил по проведению инженерно-гидрометеорологических изысканий для строительства (СП 11-103-97) переходы трубопровода классифицируются по группам сложности в зависимости от ширины и глубины водного объекта (таблице 2.1) [5].

Таблица 2.1 – Группы сложности перехода в зависимости от ширины и глубины водного объекта

Группа сложности перехода	Условия пересечения водного объекта трассой магистрального трубопровода
1. I (малые переходы)	Ширина зеркала воды в межень для створа пересечения трассой до 30 м при средних глубинах до 1,5 м
2. II (средние переходы)	Ширина зеркала воды в межень для створа пересечения трассой от 31 до 75 м при средних глубинах более 1,5 м
3. III (большие переходы)	Ширина зеркала воды в межень для створа пересечения трассой менее 75 м, но зона затопления при 20-дневном стоянии уровней воды 10%-ной вероятности превышения составляет более 500 м

Переходы трубопроводов через реки относятся к типу пассивных сооружений, которые не способны влиять на характеристики руслового процесса, но подвержены их влиянию. Помимо рабочего давления

транспортируемого продукта на них идет нагрузка внешнего гидростатического давления воды, воздействие волн и течения.

Участки рек в зоне перехода по плановым и глубинным переформированиям русла подразделяются на категории:

I категория – участки рек, на которых глубинные переформирования русла не превышают 1м, а плановые незначительны. При полном проявлении таких деформаций подводные трубопроводы на участках I категории не размываются и не разрушаются в течение всего срока эксплуатации. Опасность оголения труб полностью исключается, если глубина их заложения более 1м, а врезка в берег более 5м. К этой категории относятся реки шириной до 50м.

II категория – участки рек, на которых глубинные переформирования достигают 2м, а плановые – 10м. Трубопроводы не оголяются и не подвергаются силовому воздействию потока, если они заглублены более чем на 2м, а врезка в берега более 15м. К этой категории относятся участки переходов через реки шириной более 50м.

III категория – участки рек, на которых наибольшие глубинные переформирования достигают 2м, а плановые – нескольких десятков и даже сотен метров. К этой категории относятся участки переходов через поймы рек с многорукавностью.

IV категория – участки горных рек с особыми формами руслового процесса, реки с явно выраженной неустойчивостью русла, на которых в течение нескольких дней или недель переформирование русла могут достигнуть по глубине более 2м, а в плане – несколько десятков метров. Строительство подводных переходов через такие участки рек нецелесообразно [6].

Свод правил 36.13330.2012 «СНиП 2.05.06-85\*. Магистральные трубопроводы» классифицирует подводные переходы магистральных нефтепроводов по следующим параметрам:

					<i>Подводные переходы</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		24



1) По внутреннему диаметру труб

Трубопроводы для транспортирования нефти, нефтепродуктов и других жидких продуктов нефтяных месторождений в зависимости от диаметра подразделяются на три класса:

I - трубопроводы номинальным диаметром 600мм и более;

II - трубопроводы номинальным диаметром менее 600мм до 300мм включительно;

III - трубопроводы номинальным диаметром менее 300мм [7].

2) По глубине погружения:

- особо глубоководные — глубже 400 м;
- глубоководные — от 40 до 400 м;
- средней глубины — от 10 до 40 м;
- мелководные — до 10 м.

3) По числу параллельно проложенных труб:

- однопоточные;
- двухпоточные;
- многопоточные.

Подводный переход, как правило, представляет двухтрубную систему. Иногда допускается, при соответствующем обосновании, укладка однопоточного перехода.

Подводные переходы, через водные преграды шириной по зеркалу более 75 м в межень независимо от способа прокладки, должны быть оборудованы резервными нитками. Если магистральный нефтепровод пересекает 2 или более водных преград, расположенных на расстоянии менее 3-х километров друг от друга, проектом должно быть предусмотрено строительство общей резервной нитки для переходов через эти водные преграды [8].

4) По способу прокладки:

- заглубленные трубопроводы (укладываются ниже дна);

- незаглубленные (на дне);
- погруженные (выше дна с закреплением на опорах или поплавках).

При прокладке магистрального трубопровода через водные преграды необходимо обеспечить безопасное залегание трубопровода как на дне, так и на береговых выходах. Поэтому для минимизации возможных рисков просчитываются различные варианты прокладки трубопровода. Выбор способа прокладки должен быть обоснован технико-экономическими расчетами.

Наиболее распространенной является укладка труб по заглубленной схеме, позволяющей надёжно защитить их от внешних силовых воздействий.

Подводный трубопровод заглубляется в грунт ниже возможной границы размыва дна реки и ее берегов. В этом случае не производится крепления дна, берега же реки обычно закрепляются.

Если же трубопровод не может быть уложен ниже границ размыва, то участки на которых возможен размыв, крепятся в обязательном порядке. В пределах длины подводного перехода желательно укладывать трубопроводы без кривых вставок предварительного гнутья, так как это усложняет условия строительства и статическую работу материала труб. Такие вставки вводят в трубопровод обычно при наличии высоких и крутых берегов [6]. Величину заглубления устанавливают с учетом возможных деформаций русла и перспективных дноуглубительных работ.

Допускается прокладка трубопровода по дну водной преграды. При этом должны предусматриваться дополнительные мероприятия, обеспечивающие его надежность при эксплуатации.

## 2.3 Строительство подводных переходов

Строительство подводных переходов трубопроводов может осуществляться следующими способами [9]:

- наклонно-направленным бурением;
- микротоннелированием;
- тоннелированием с применением щитовой проходки;
- «труба в трубе»;
- траншейным.

Данные способы можно условно разделить на две группы: траншейные и бестраншейные.

Траншейный метод включает в себя подводную разработку траншеи специальной землеройной техникой (земснаряды, гидромониторы, скреперы и т. д.) и одновременно с этим подготовку дюкера (дюкер - часть магистральной трубы, проходящая через водную преграду, изолированная, обернутая футеровочной рейкой и утяжеленная пригрузами).

Подводный (траншейный) способ рекомендуется при пересечении равнинных рек всех типов руслового процесса, а также аллювиальных участков рек горно-предгорной зоны [10].

Недостатком данного метода является большой объем подводно-технических и земляных работ, связанных с разработкой траншеи, однако при определенных условиях имеет ряд преимуществ. Чаще всего траншейный метод строительства подводных переходов применяется в случаях невозможности использования бестраншейных методов.

Бестраншейные методы строительства подводных переходов магистральных трубопроводов: наклонно-направленное бурение, микротоннелирование, тоннелирование.

Общими для всех технологических схем являются основные этапы:

- бурение пилотной скважины;

- расширение скважины в один или несколько приемов в различных направлениях;
- протягивание трубопровода в разрабатываемую скважину.

Данный метод позволяет обеспечить высокую надежность построенного объекта, а также сохранение природного ландшафта и экологического баланса в месте проведения работ, значительное уменьшение риска аварийных ситуаций и, как следствие, гарантию длительной сохранности трубопроводов в рабочем состоянии.

На реках России широко применяется траншейный метод, и метод наклонного бурения.

**Вывод:** Целесообразность применения того или иного метода строительства ППМН определяется с учетом анализа всех возможных факторов, существенно влияющих на надежность и безопасность трубопровода. Надежная работа подводных переходов в течение расчетного срока их эксплуатации обеспечивается выбором обоснованного решения о заглублении трубопровода в русловой части реки и на береговых ее участках, а также соответствующих конструктивных решений. При выборе технического решения экологическая составляющая в большинстве случаев является определяющим фактором. Поэтому при строительстве новых подводных переходов приоритет необходимо отдавать бестраншейным методам строительства, как наиболее современным, технологичным и экологичным.

### 3 Причины аварий на подводных переходах нефтепровода

#### 3.1 Виды аварий и повреждений

Подводные переходы являются самыми сложными в эксплуатации и наиболее уязвимыми участками. Это объясняется трудностью контроля за состоянием подводного трубопровода, проведением ремонтно-восстановительных работ на участке подводного перехода.

Авария на переходе магистрального нефтепровода через водную преграду - событие, связанное с возникновением неконтролируемой утечки (вылив под давлением) нефтепродукта (нефти) в водоем, в результате разрушения (разгерметизации) трубопровода, запорной арматуры, оборудования [11].

В зависимости от расположения на трубопроводе аварии подразделяются:

- по основному металлу труб;
- в сварных соединениях (продольный или поперечный швы);
- на запорной арматуре;
- на устройствах трубопровода (вантузы, отборы давления и манометрические сборки, указатель прохождения средств очистки и диагностики и др.) [12].

Аварии с потерей герметичности трубопровода проявляются в виде свищей, трещин, разрывов тела трубы, аварий запорной арматуры и фланцевых соединений с выходом нефтепродукта.

Повреждение магистрального трубопровода - это нарушение его исправного состояния при сохранении работоспособности.

					Разработка мероприятий по предотвращению распространения нефтяного загрязнения при авариях на подводных переходах магистрального нефтепровода			
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата				
Разраб.	Кузьменко Е.А.				Причины аварий на подводных переходах нефтепровода	Литера	Лист	Листов
Руковод.	Валитова Е.Ю.					у	29	117
Консульт.						ТПУ гр.2Б7Б		
Рук-ль ООП	Брусник О.В.							
Разраб.	Кузьменко Е.А.							

К повреждениям трубопроводов относятся различные по происхождению гофры, вмятины, каверны, царапины, забоины, непровары, поры, неоднородность металла, отклонения выше нормы геометрического сечения труб, провисы и отдельные неплотности в конструкции трубопровода (сальники, прокладки и др.) [12].

Виды аварий и повреждений и причины, сопутствующие этим ситуациям, представлены в таблице 3.1 [13].

Таблица 3.1 – Виды аварий и повреждений

Виды аварий и повреждений	Характерные особенности	Причины
1. Свищи (одиночные)	Сквозные локальные поражения стенок трубопровода, заводских швов	Коррозионный износ трубопровода, действия физических лиц (засверловка) с целью хищения нефтепродукта
2. Свищи (групповые)	Сквозные поражения стенок трубопровода и продольных (спиральных) швов площадью до 5 мм <sup>2</sup>	Дефекты сварочных работ, изоляции, а также коррозионного происхождения
3. Трещины	Трещины в стенке или сварных швах трубопровода, на соединительных деталях	Концентрация напряжений из-за дефектов в сварных швах, механические повреждения, условия опирания на выступы dna или конструкции
4. Разрывы	Разрывы по целому металлу, по кольцевому монтажному шву сопровождаются деформацией разорванных кромок	Резкое повышение давления, низкое качество сварных швов, расслоение металла, трещины
5. Пробоины	Нарушение герметичности в теле трубы вследствие внешнего ударного воздействия на трубопровод	Воздействие волокуш, якорей, действия сторонних организаций
6. Повреждения	Дефекты стенки трубы (вмятины, забоины), сварных соединений: непровары, шлаковые включения, прожоги	Дефекты строительства и изготовления
	размыв ложа трубопровода	воздействие гидродинамической силы; вибрация трубопровода на провисшем участке

### Продолжение таблицы 3.1

	местная эрозия	взаимодействие трубопровода с потоком воды
	деформация и изменение проектного положения трубопровода	нарушение устойчивости земляных масс в береговой зоне, вызываемое изменениями прочностных свойств грунтов

### 3.2 Анализ источников и причин повреждения подводных переходов магистральных нефтепроводов

Причины повреждения подводных переходов магистральных нефтепроводов и их источники можно разделить на основные и второстепенные. К основным причинам относятся гидрология зоны строительства и коррозионные дефекты стенки трубы.

К второстепенным можно отнести следующие причины: брак строительно-монтажных работ, внешние механические воздействия, биологическое и бактериальное воздействия, природные катаклизмы, ошибки прогноза промышленного развития, нарушение режимов перекачки и т.д. [12].

Источники и причины повреждения подводных переходов магистральных трубопроводов можно представить в следующем виде (рисунок 3.1) [14,с.12].

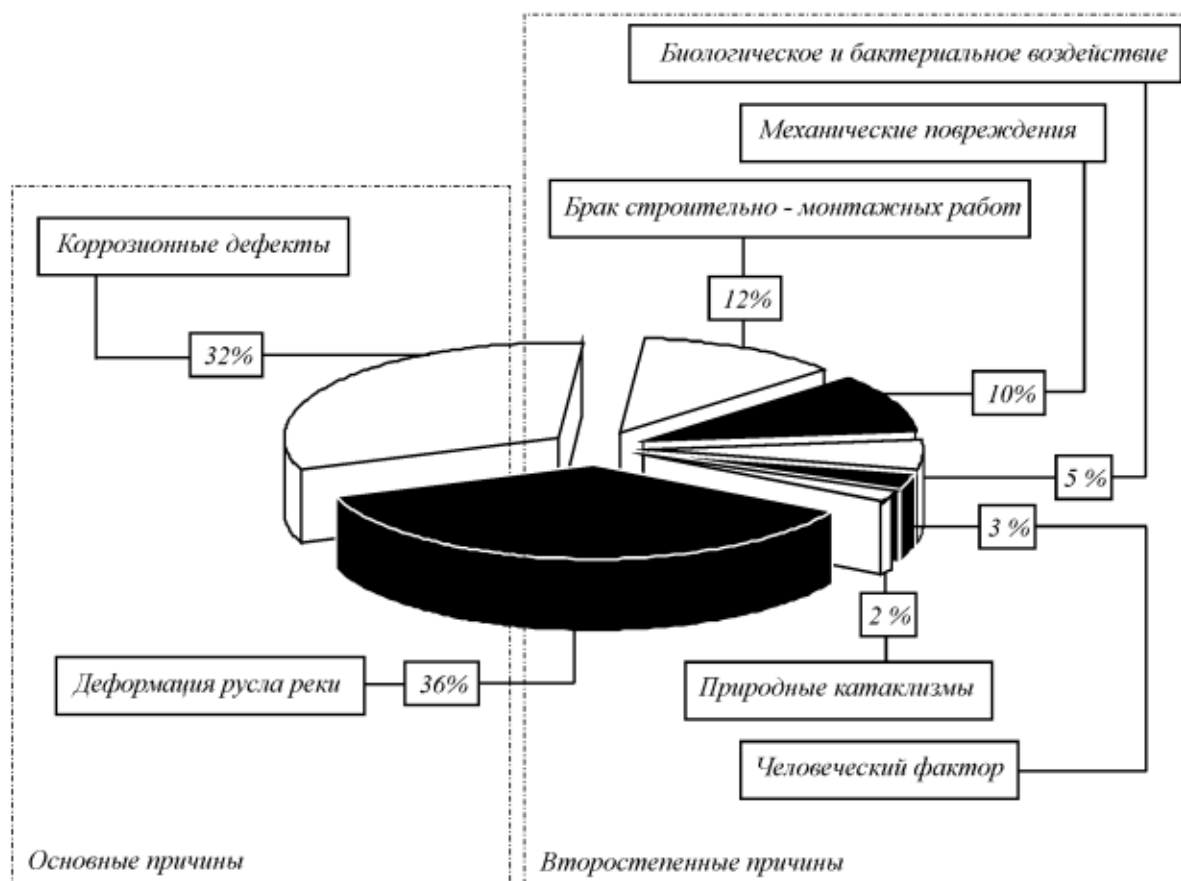


Рисунок 3.1 – Источники и причины повреждения подводных переходов магистральных нефтепроводов

Как правило, аварии возникают по совокупности нескольких причин. Аварии на подводных переходах в большинстве случаев связаны со снижением несущей способности трубопроводов, и с увеличением нагрузок и внешних воздействий.

Снижение несущей способности нефтепровода происходит вследствие развития дефектов в стенке трубы. Коррозионные процессы, возникающие из-за разрушения наружного изоляционного покрытия, являются основной причиной разрушения труб. Из-за изменения состава перекачиваемого продукта неизбежна и внутренняя коррозия труб.

Из-за изменения конфигурации русла реки и береговой зоны увеличивается степень воздействия на трубу со стороны льда в зимний период, что чревато механическим повреждением и, как следствие, утечкой нефти или нефтепродукта в водоем.



Большое количество дефектов сосредоточено в пойме водотоков. Это связано с тем, что пойменные участки трубопроводов находятся в изменяющихся условиях влажности грунта, подвижек грунта, поскольку именно в пойме происходит переход от влажного грунта к сухому и изменяется напряженно-деформированное состояние системы «труба-грунт», что может привести к аварийным ситуациям.

Растительные и животные обрастания подводных трубопроводов также создают неблагоприятные условия для их эксплуатации. Отрицательное влияние этих обрастаний сказывается в повреждении изоляционных покрытий и в образовании местных коррозионных повреждений.

Еще одной причиной повреждения подводных переходов является брак строительно-монтажных работ. Это несоблюдение требований промышленной безопасности, проектные недоработки или ошибки проектирования, некачественный монтаж и сборка трубопровода, применение конструкционных материалов и уплотнительных устройств, не соответствующих установленным требованиям эксплуатации.

Появление и распространение эрозионных зон, длительная мерзлота, грунтовое пучение, нагромождение льда, паводки и т.д. Все эти природные явления крайне негативно сказываются на состоянии трубопроводных систем, находящихся в водоемах и их окрестностях – разрушаются крепления труб, а также защитные элементы на берегу, в связи с чем происходит потеря устойчивости нефтепроводной ветки, в том числе ее всплытие [15].

**Вывод:** Перечисленные источники и причины возникновения дефектов на подводном переходе во многом зависят от природных явлений и человеческого фактора. Поэтому специалистам, приступающим к возведению подводных переходов магистрального нефтепровода, в первую очередь, необходимо просчитывать возможные варианты аварий и происшествий на планируемом объекте.

## 4 Мероприятия, направленные на предупреждение аварий в подводной части МН

Техническое состояние подводного перехода магистрального нефтепровода определяется по результатам внутритрубной диагностики, обследования положения, берегоукрепления, гидрологических характеристик водной преграды и сопоставлению фактического состояния подводного перехода с нормативными и проектными показателями.

Параметрами технического состояния подводного перехода являются:

- глубина залегания трубопровода в грунте;
- состояние антикоррозионной защиты трубопровода;
- размеры дефектов металла, сварных швов, формы труб;
- состояние сооружений для защиты трубопровода от размыва;
- состояние оборудования подводного перехода на береговых участках.

Техническое состояние подводного перехода считается исправным или неисправным при следующих критериях указанных в таблице 4.1[16].

Таблица 4.1 – Критерии состояния подводного перехода

исправный	неисправный
1.заглубление трубопровода в дно на всем протяжении руслового участка соответствует проектным и нормативным требованиям	наличие оголенных и провисающих участков
2.дно устойчиво и берега практически недеформируемы	повреждение антикоррозионной изоляции
3.балластировка, антикоррозионная изоляция, толщина стенки соответствуют требованиям нормативно-технических документов	наличие вибрации под воздействием течения
4.отсутствуют утечки транспортируемой среды в окружающую среду	уменьшение толщины стенки трубопровода до отбраковочной толщины

					Разработка мероприятий по предотвращению распространения нефтяного загрязнения при авариях на подводных переходах магистрального нефтепровода							
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	Мероприятия, направленные на предупреждение аварий в подводной части МН					Литера	Лист	Листов
Разраб.		Кузьменко Е.А.								у	34	117
Руковод.		Валитова Е.Ю.								ТПУ гр.2Б7Б		
Консульт.												
Рук-ль ООП		Брусник О.В.										

Продолжение таблицы 4.1

5.состояние информационных знаков и реперов соответствует требованиям нормативно-технических документов	наличие трещин и мест утечки продукта
6.состояние защитного кожуха соответствует нормативным требованиям	отсутствие части балластных грузов и нарушения в их расположении
7.	понижение отметок дна в зоне перехода свыше 0,5 м
8.	значительные повреждения крепления берегов в подводной части с оголением трубопровода

Мероприятия по предупреждению аварийности и минимизации негативных экологических последствий носят комплексный характер и направлены на снижение вероятности возникновения аварийных ситуаций и тяжести экологических последствий.

Одной из приоритетных задач обеспечения экологической безопасности на подводных переходах нефтепровода является снижение аварийности путем проведения следующих мероприятий:

- применение труб с защитным покрытием;
- периодическое техническое диагностирование объектов МН в соответствии с требованиями нормативных правовых актов и нормативно-технических документов;
- обследование технического состояния нефтепровода с сооружениями;
- дополнительное укрепление участков трубопроводов подверженных размыву паводковыми водами;
- поддержанием в исправном состоянии за счет своевременного выполнения ремонтно-профилактических работ;
- устранение повреждений изоляции, металла труб, берегоукреплений, выявление подмывов, оползней, размывов;

- поддержание установленных проектом отметок заглубления трубопроводов;
- систематический контроль за давлением в основной и резервной нитках перехода;
- регулярные осмотры береговых участков и пойменных участков переходов, проверку состояния откосов и укрепления берегов;
- промывку резервных ниток;
- осмотр и проверку исправности информационных знаков, ледозащитных устройств;
- регулярные контрольные осмотры ежегодно после ледохода и паводка с целью выявления размывов русла реки и обнажения трубопровода, размыва и разрушения подводной части берегоукрепительных сооружений;
- водолазные обследования ПП МН через судоходные и сплавные реки;
- внеочередные обследования подводных переходов после аномальных паводков и при разработке проекта капитального ремонта;
- постоянный мониторинг технического состояния трубопровода на основе более частого проведения работ по внутритрубной диагностике с устранением недопустимых дефектов [17].

На подводных переходах через судоходные и несудоходные реки шириной зеркала воды в межень 25 м и более не менее одного раза в 4 года должны быть проведены следующие работы:

- привязка места расположения подводного перехода к пикетам трассы;
- разбивка промерных створов;
- определение состояния баллаستировки и изоляции на размывных участках ПТ;
- определение направления и скорости течения;

- построение продольного профиля перехода (с указанием глубины водоема и залегания ПТ, пикетажа), контроль состояния защитного покрытия [16].

На подводных переходах через водные преграды проектной документацией должно быть предусмотрено применение технических средств, препятствующих всплытию трубопровода.

Меры против всплытия трубопровода, включая применение соответствующих технических устройств, необходимо разрабатывать в проектной документации (документации) при прокладке подземных трубопроводов на участках с высоким уровнем грунтовых вод и долгосрочным подтоплением паводковыми водами [18].

В целях повышения и поддержания надежности нефтепроводов в местах подводного перехода осуществляют аварийно - восстановительный или капитальный ремонт. Аварийно-восстановительный ремонт проводится при возникновении неработоспособного состояния подводного перехода, объемы ремонта определяются характером повреждения. Капитальный ремонт осуществляется в плановом порядке, с целью восстановления проектных характеристик эксплуатируемого нефтепровода.

**Вывод:** В связи с высокой экологической опасностью подводных переходов, в настоящее время используется широкий спектр мероприятий, связанных с обеспечением безопасности их эксплуатации.

## 5 Сравнительный анализ методов локализации аварий на подводных переходах магистральных нефтепроводов

Схему развития чрезвычайной ситуации при разливе нефти можно представить в виде:

Порыв трубопровода водного перехода → неконтролируемый выброс нефти → образование пролива на поверхности водного объекта → загрязнение водного объекта и окружающей среды.

Каким бы ни оказался масштаб разлива нефтепродуктов потерь избежать не удастся. Это настоящая трагедия для окружающей среды.

Локализация - это первый шаг для эффективной ликвидации нефтяных разливов. Технологическая операция «локализация» проводится для остановки процесса распространения нефтепродуктов по поверхности водного объекта, в соответствии с разработанным Планом ликвидации аварийных разливов нефти на подводных переходах магистральных нефтепроводов. При разработке технологии локализации разлива нефти необходимо учитывать три сезонных периода: межень, ледостав, половодье (паводок).

Основными задачами при проведении локализации нефтяного загрязнения при авариях на подводных переходах являются:

1. Уменьшение поступления нефти в водную среду;
2. Обеспечение контроля наличия нефти ниже по течению от установленного рубежа для локализации нефти.

Процесс локализации считается выполненным, когда прекращается распространение нефти.

Работы по локализации разливов нефтепродукта на акватории рек и водоемов включают следующие операции:

- ограничение движения пятна нефтепродукта к береговым зонам;

					Разработка мероприятий по предотвращению распространения нефтяного загрязнения при авариях на подводных переходах магистрального нефтепровода			
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата				
Разраб.		Кузьменко Е.А.			Сравнительный анализ методов локализации аварий на подводных переходах магистральных нефтепроводов	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Валитова Е.Ю.				у	38	117
Консульт.						ТПУ гр.2Б7Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

- локализацию разлива нефтепродукта;
- защита береговых сооружений от загрязнения нефтепродуктом;
- сбор разлившегося нефтепродукта.

Основными факторами, определяющими скорость и направление распространения нефтяного загрязнения по водной поверхности являются:

- скорость течения реки на участке русла в створе ППМН, а также в прилегающих рукавах реки;
- профиль трассы нефтепровода ППМН;
- рельеф береговой зоны на участке ППМН, рельеф дна реки, наличие береговой и донной растительности;
- гидрометеорологические и климатические условия в момент возникновения и в период ликвидации аварии;
- характер повреждения стенки нефтепровода ППМН;
- объем утечки нефти из поврежденного участка.

Существует множество технологий для быстрого реагирования на местах аварии. Основными показателями эффективности локализации нефтяного загрязнения на водных объектах являются: экологичность, экономичность, технологичность и ресурсоемкость применяемых средств.

### **Методы локализации разливов нефти и нефтепродуктов на водной поверхности:**

#### **1. Ограждение**

- дамбы, боны, щиты, трубы, сети
- пневматические и гидравлические барьеры
- химические барьеры в виде собирателей нефти и гелеобразователей

(желатинизаторов)

#### **2. Химическое диспергирование**

#### **3. Принудительное потопление нефти**

#### **4. Контролируемое сжигание**

#### **5. Сорбционный метод**

					Сравнительный анализ методов локализации аварий на подводных переходах магистральных нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		39

## 1. Ограждение

### Дамбы

Задержание нефти на малых реках и водоемах может осуществляться созданием временных или постоянных запруд или дамб с водоспускными трубами (рисунок 5.1 ) [19].

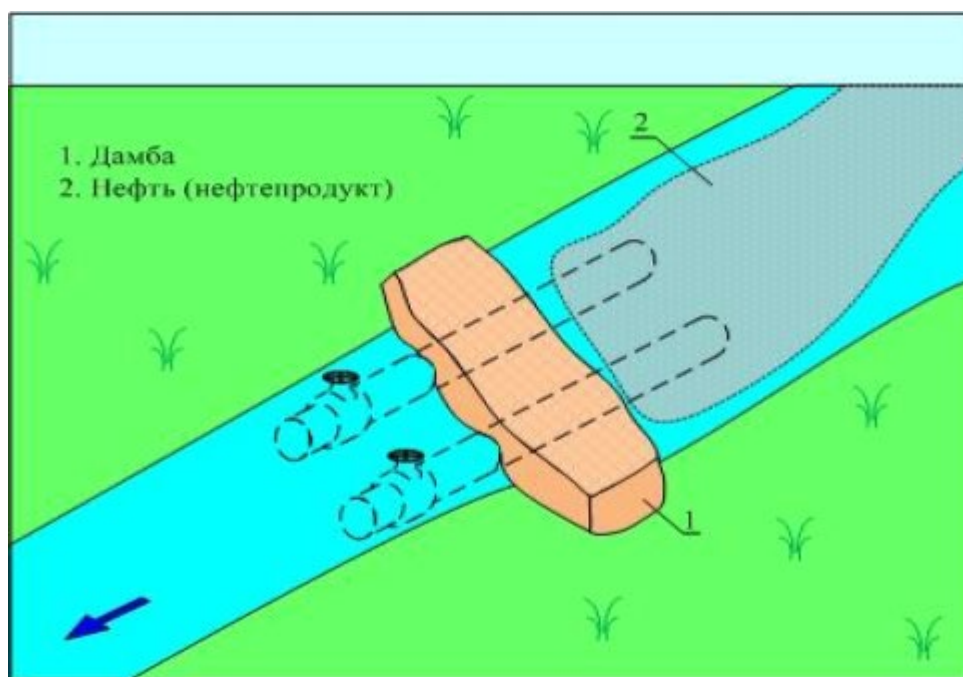
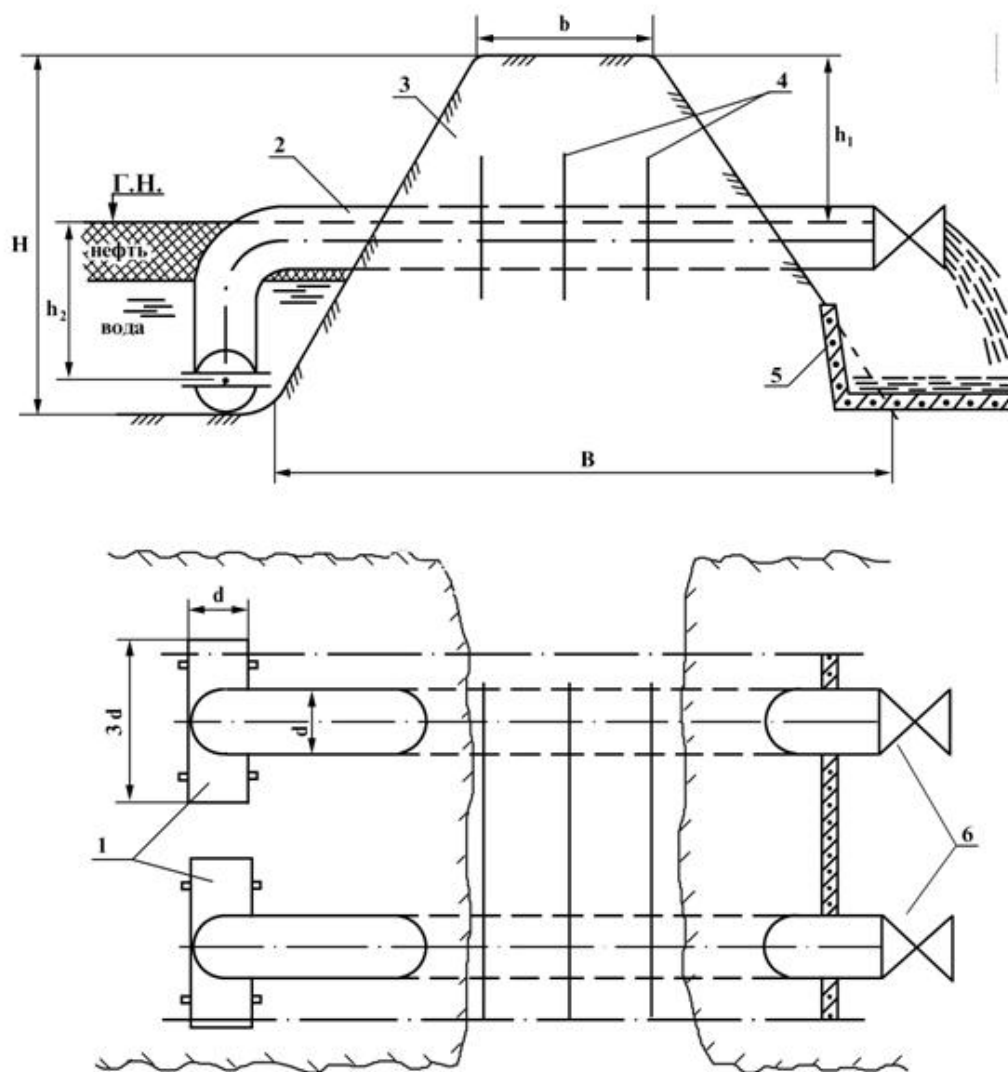


Рисунок 5.1 – Схема локализации разлива нефти (нефтепродуктов) на мелководных реках с использованием насыпной дамбы с нижним выпуском воды

Конструкции этих запруд и дамб, их места расположения определяются при разработке ПЛА.

Схема насыпи - дамбы для улавливания нефти на водотоке при обычных условиях трассы приведена на рисунке 5.2 [20].





$$H = h_1 + h_2 + 0,5d$$

$$B = 2H + b; \quad b = 1 \div 3 \text{ м}; \quad h_1 \geq 0,5 \text{ м}; \quad h_2 \geq 2,5d.$$

Рисунок 5.2 – Схема насыпи - дамбы для улавливания нефти на водотоке

1 - оголовок; 2 - труба; 3 - насыпь-дамба; 4 - стальные приварные пластины; 5 - бетонированный лоток; 6 – задвижка.

При подготовке и устройстве дамб должно соблюдаться условие:

$$Q_1 \leq Q_2 \text{ или } F_1 V_1 \leq F_2 V_2, \text{ где:}$$

$Q_1$  - расход воды в водотоке, куб. м/сек.;

$Q_2$  - расход воды через трубы, уложенные в "теле" дамбы, куб.м/сек.;

$F_1$  - живое сечение поперечника реки водотока, кв. м;

$F_2$  - сумма живых сечений труб, уложенных в "теле" дамбы, кв. м;

$V_1$  - скорость течения реки до строительства дамбы, м/сек.;

$V_2$  - скорость истечения воды по трубам, м/сек.

Площади сечений определяются:

$$F_1 = \left( \frac{a + c}{2} \right) h_p \quad (1)$$

где  $a$  – ширина дна реки;

$c$  – ширина реки по урезу;

$h_p$  – высота (глубина) потока воды в реке;

$$F_2 = \frac{\pi d^2}{4} \cdot n \quad (2)$$

где  $d$  – диаметр труб, уложенных в дамбе;

$n$  – количество труб, уложенных в дамбе.

### Боновые заграждения

Наиболее распространенным считается метод локализация нефти на поверхности водных объектов с использованием боновых заграждений.

Боновые заграждения (боны) обеспечивают удержание разлива и перемещение нефти на водных объектах, тем самым обеспечивая надежную защиту от загрязнения водных акваторий. В зависимости от того, на каком объекте должно быть установлено БЗ (открытое море, река, береговая линия и т. д.), выбирают два-три вида заграждений.

Эксплуатационными характеристиками боновых заграждений являются: поперечная устойчивость, волновая гибкость, плавучесть, прочность, удобство хранения, гладкость поверхности материала, видимость. Самой важной характеристикой бона является его способность сдерживать или отводить нефть.

По области применения боны подразделяются на три класса:

I класс – боны для защищенных акваторий (реки и водоемы);

II класс - для прибрежной зоны «береговые боны»;

III класс - для открытых акваторий (море).

Большинство конструкций бонов подразделяются на две широкие категории – боны-занавесы и боны-ограждения, представленные на рисунках 5.3 и 5.4 соответственно [21].



Рисунок 5.3 – Бон-занавес жесткой конструкции с внешним балластом

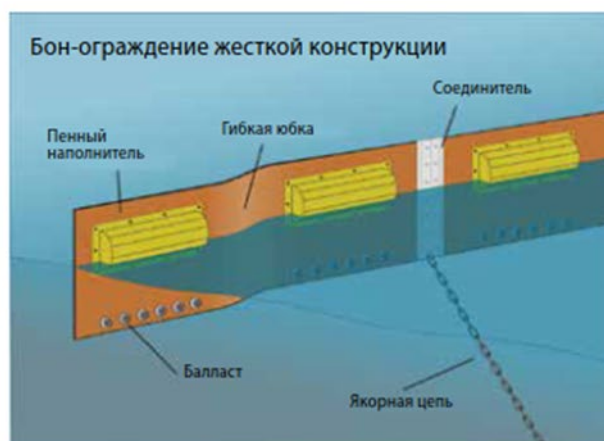


Рисунок 5.4 – Бон - ограждение жесткой конструкции с внешними элементами флотации и балластом

Боновые заграждения бывают следующих типов:

- постоянной плавучести (боны с поплавками с наполнителем из вспененного материала) - применяются для локализации нефтяного пятна при слабых течениях и высоте волн до 1 метра. Боны постоянной плавучести не поглощают воду и нефтепродукты;
- самонадувные - для быстрого разворачивания в акваториях;
- надувные (всплывающие, водобалластные) - используются, когда волновая гибкость является важным фактором и высота волны может достигать 2 метров. Для надува требуются специальные устройства - воздуходувки;

- огораживающие – сверхлегкие плоские загораждения, размещаются в воде в вертикальном положении, предназначены для оперативной локализации нефти и нефтепродуктов;

- специальные (огнестойкие) - для сжигания нефти на воде, способные выдержать высокие температуры;

- сорбционные - для удерживания и сорбции. Основным элементом бонов являются сорбирующие материалы (полипропилены), которые обладают высокой впитывающей способностью;

- универсальные - состоят из двух автономных вертикально расположенных и соединенных между собой оболочек: воздушной и водонаполняемой. Вертикальная компоновка воздушной оболочки над водонаполняемой позволяет сформировать надводный борт (воздушная оболочка) и подводную часть - юбку бона (водонаполняемая оболочка).

Преимущества универсальных боновых загораждений:

- 1) удобно хранить на складе, транспортировать и устанавливать;
- 2) нет балластной цепи, что снижает вес конструкции и позволяет увеличить длину одной секции до 250 метров;

- 3) нет необходимости в емкостях для сбора нефти так как выполняющая роль балласта водонаполняемая оболочка одновременно служит и для сбора нефти.

Для оперативной локализации разлива нефти в разные периоды времени года используются соответствующие типы боновых загораждений. В летний период рекомендуется использовать боны постоянной плавучести различных модификаций в зависимости от условий применения. В зимний период конструкция бонового загораждения выбирается исходя из возможности эксплуатации при низких температурах воздуха и обеспечения их установки в прорезь льда и устойчивого положения. На реках со спокойным течением рекомендуется эксплуатация бонов обычной конструкции. Исходя из условий эксплуатации: ветровых нагрузок, глубины водной преграды, скорости течения реки рекомендуется выбирать

соответствующие модификации по высоте подводной и надводной части бонового заграждения [22].

Боновые заграждения обычно состоят из следующих элементов:

- надводная часть (борт), препятствующая распространению, переливанию или минимизации расплескивания нефти;
- подводная часть (юбка), которая не позволяет проникать нефти под боном;
- поплавков, с использованием воздуха, пены или другого плавучего материала, обеспечивающий плавучесть бона;
- тяговый трос, отвечающий за сохранение конфигурации заграждения для выдерживания сил ветра, волн и течений, а также используется при буксировке бона;
- балласт (груз), который отвечает за вертикальность бонов на водной поверхности;
- соединительных узлов, с помощью которых боны собираются из отдельных частей;
- устройства для буксировки бонов и крепления их к якорям и буям.

Эффективность работы бонов также зависит и от их качественной установки. Боновые заграждения могут устанавливаться в несколько рядов в зависимости от объема и интенсивности выхода нефти.

Для выполнения локализации разлива нефти применяют следующие способы установки бонов [22]:

- с полным перекрытием русла;
- с частичным перекрытием русла;
- локализация нефти в середине водоема без контакта с берегом;
- комбинированный способ.

Варианты расстановки боновых заграждений выбираются в зависимости от конкретных условий с учетом скорости течения и категории рек.

На мелких реках могут быть использованы фильтрующие боны, собранные из подручных материалов, например из соломы, камыша и т. п. Бон, собранный из сетки и соломы показан на рисунке 5.5 [21].



Рисунок 5.5 – Импровизированный бон, собранный из сетки и соломы

Такой бон не продержится долго, тем не менее, он снизит загрязнение береговой линии от поступающей плавающей нефти.

При длине линии БЗ до 100 м от берега до берега возможно использование схемы без донных якорей при скорости течения реки до 1 м/с (рисунок 5.6).

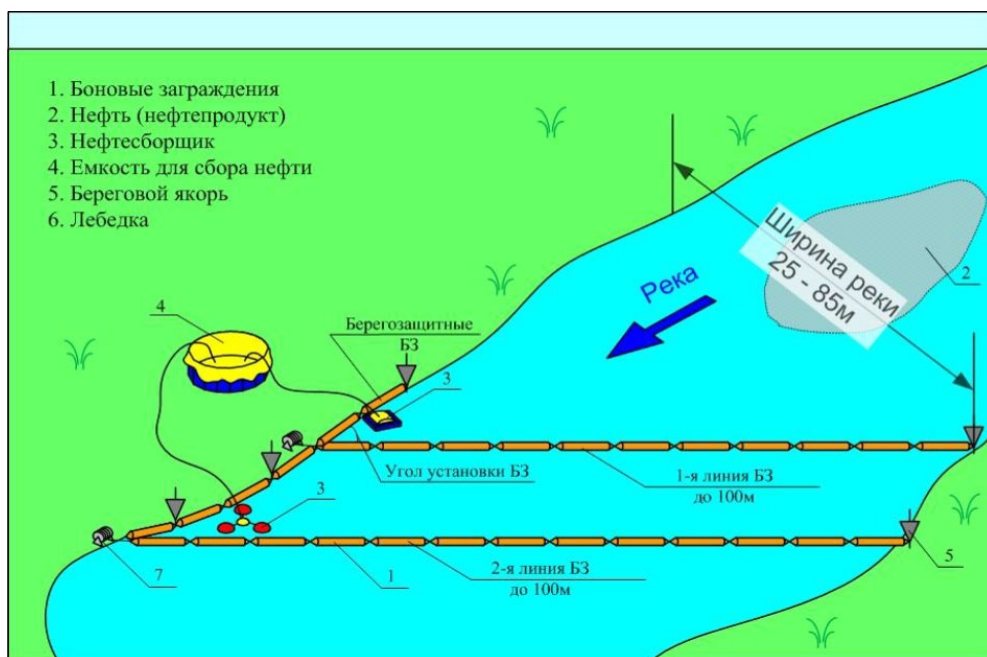


Рисунок 5.6 – Пример схемы установки БЗ с полным перекрытием русла без донных якорей (длина линии до 100 м)

Для рек с шириной от 100 – 200 м применяются схемы установки боновых заграждений с полным перекрытием реки с использованием донных якорей при скорости течения до 1 м/с (рисунок 5.7).

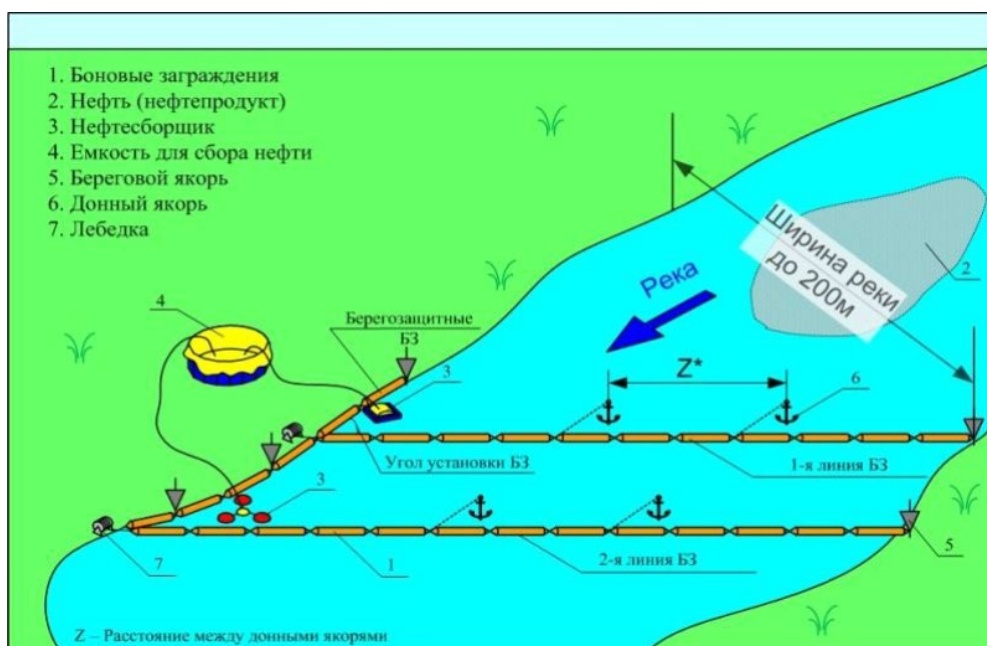


Рисунок 5.7 - Схема установки БЗ с полным перекрытием русла

На крупных реках шириной более 200 м при распространении нефти (нефтепродукта) вдоль одного из берегов необходимо использовать способ установки БЗ с частичным перекрытием русла реки (рисунок 5.8).<sup>7</sup>



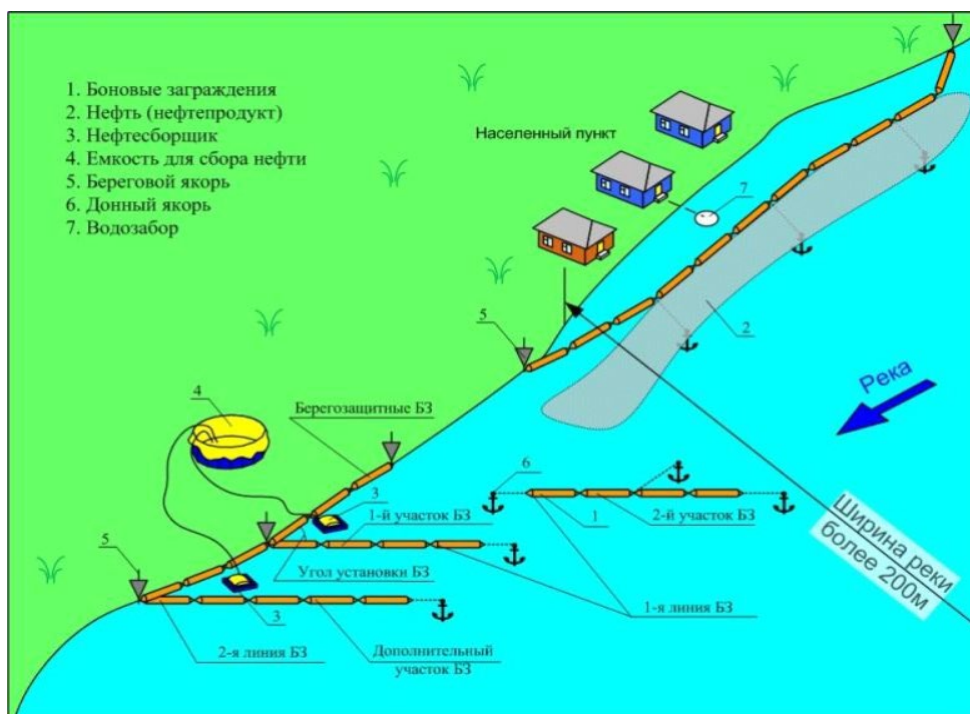


Рисунок 5.8 - Схемы локализации разлива нефти (нефтепродуктов) с частичным перекрытием русла реки (установка БЗ с одного берега)

На реках, водохранилищах, когда пятно нефти (нефтепродукта) не растекается по всей ширине реки, а в зависимости от направления ветра и гидрологии реки распространяется узкой полосой по руслу реки, локализация выполняется в середине русла без контакта с берегом.

Для применения технологии окольцовывания, особенно на реках со скоростью течения более 1 м/с необходимо применять морские БЗ (рисунок 5.9).



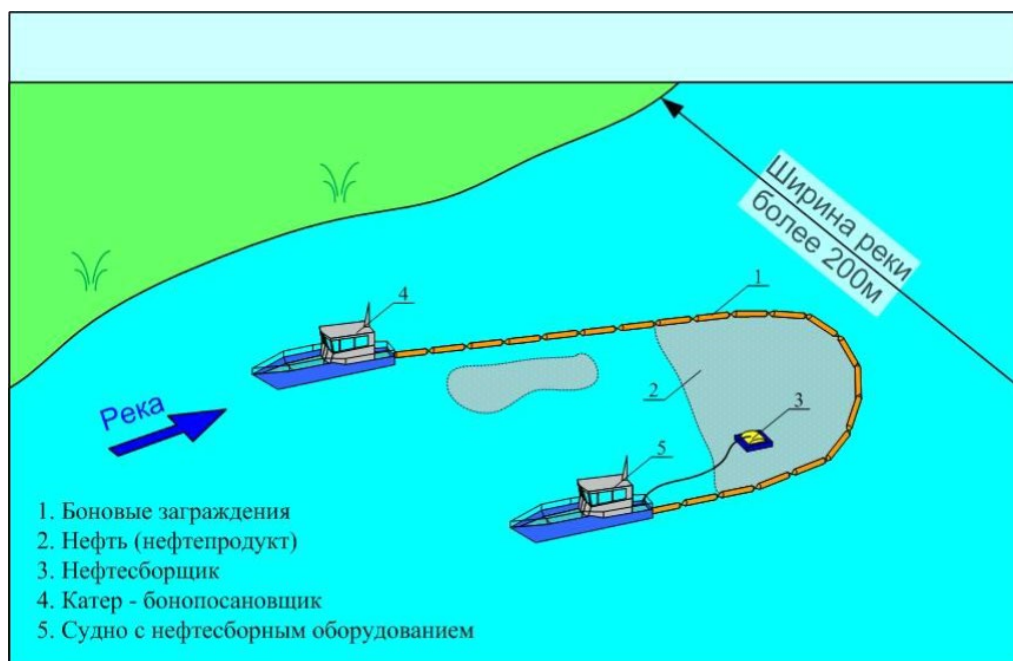


Рисунок 5.9 - Схема локализации и сбора разлива нефти (нефтепродуктов) на судоходных реках с использованием «кармана» из бонов, катера – бонопосановщика и судна с нефтесборным оборудованием

На судоходных реках и реках с шириной водной поверхности более 200 м возможно проведение работ по локализации разлива нефти (нефтепродуктов) комбинированным способом с использованием БЗ, установленных с берега и «кармана» из БЗ и двух катеров (рисунок 5.10).



При попадании крупного мусора бон может быть поврежден, что снизит его эффективность. Потребуется замена секции или установка другого бона.

### Пневматический барьер

Основным фактором, влияющим на скорость локализации аварии, является время прибытия специальных подразделений на место аварии. В сложных условиях это время может затянуться на несколько часов. На водном объекте время на проведение операций по локализации разлива с учетом доставки сил и средств не должно превышать 4 часов. Поэтому особую роль приобретают способы локализации, которые могут быть задействованы на расстоянии, то есть дистанционно. К таким методам относится пневматический барьер. Его также называют воздушной (пузырчатой) завесой. Пневматический барьер состоит из перфорированной трубы и источника сжатого воздуха.

Принцип действия пневматического барьера основан на подаче с некоторой глубины струй сжатого воздуха из отверстий, расположенных особым образом в теле трубопровода. Один из концов трубопровода соединен с компрессором, который подает в него сжатый воздух. Воздух, выходящий из трубы, образует «горб» из поднимающейся воды и воздуха, в котором находится разлив нефти (рисунок 5.11).

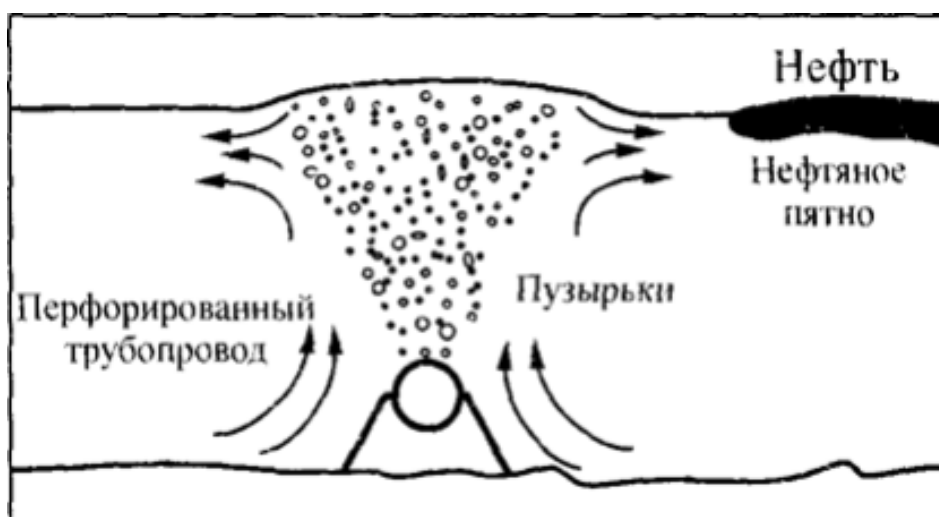


Рисунок 5.11 – Принцип действия пневматического барьера

В водной толще водоема образуется водовоздушная завеса, замедляющая распространение нефти. Воздух подается под определенным давлением. Параметры подачи воздуха подбираются таким образом, чтобы при выходе на поверхность, создавалось течение.

На рисунке 5.12 показана типовая ситуационная модель локализации разлива с помощью пневматического барьера в условиях открытой воды на прямых участках средних и малых рек [23].

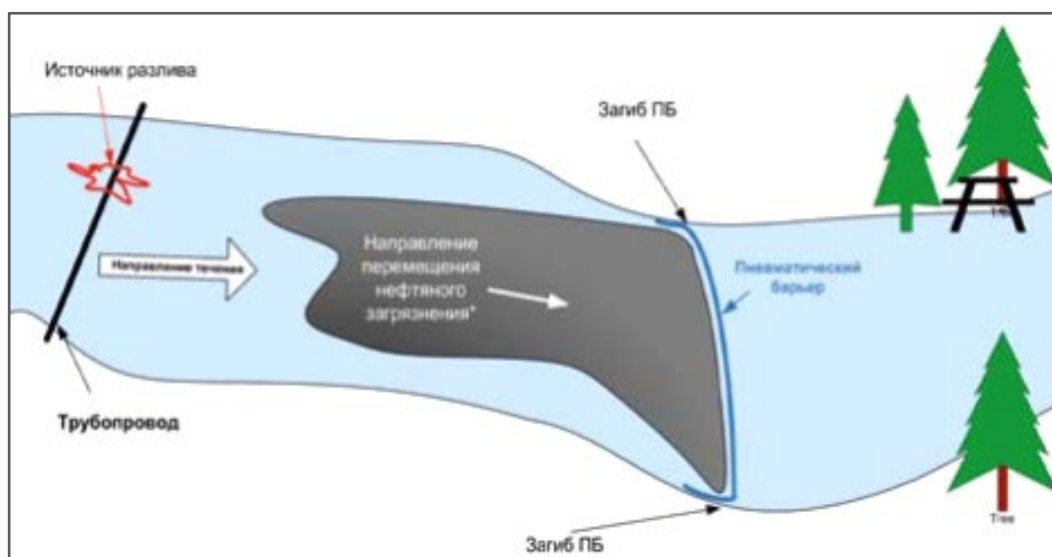


Рисунок 5.12 – Типовая ситуационная модель локализации разлива с помощью пневматического барьера в условиях открытой воды на прямых участках средних и малых рек

Эффективность применения пневматических барьеров зависит от скорости движения разлитых нефтепродуктов. Если скорость будет более 0,5 м/с, то пузырьки воздуха будут уноситься в сторону. Скорость движения пузырьков при этом определяется мощностью компрессора, нагнетающего воздух в систему, что позволяет регулировать мощность потока.

Преимущества:

- не требуется доставка, к аварийному объекту, выгрузка, монтаж и развертывание оборудования;
- значительно сокращает площадь распространения нефтяного пятна благодаря скорости введения системы в действие в любое время года;

- применение в зимних условиях;
- применение в сочетании с контролируемым сжиганием;
- возможна успешная локализация нефти в случае совместного применения сорбционного метода и пневматического барьера.

Недостатки:

- область применения пневматического барьера – водоемы со скоростью течения 0,5 м/с, при ее превышении удерживающая способность его резко снижается;
- при ограничении распространения разлива с нулевой плавучестью пневматический барьер ограничивает его распространение, но не предотвращает осаждения;
- из-за механического повреждения может произойти отказ защиты.

### **Химические барьеры**

Химические барьеры - собиратели и гелеобразователи, которые изменяют свойства нефти. На поверхность воды наносят препараты, которые отверждают, желатинизируют нефть. Это растворы полимеров, способные к образованию твердых продуктов под действием влаги, порошки синтетических высокомолекулярных веществ и природных соединений. Гелеобразующие препараты наносят как по всей поверхности, так и по периметру нефтяного пятна. При этом образуется твердая корка, ограничивающая площадь загрязнения и дающая возможность собрать окруженный твердым веществом нефтепродукт.

## **2. Химическое диспергирование**

Диспергаторы – это группа химических реагентов, которые распыляются или наносятся на нефтяные пятна для ускорения естественного процесса диспергирования нефти в толще воды под действием волнения и течений. Они не удаляют нефть из воды, а способствуют расщеплению нефтяного пятна на мелкие капли, ускоряя, тем самым, природные процессы разложения нефти. Диспергаторы подаются с использованием

					Сравнительный анализ методов локализации аварий на подводных переходах магистральных нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		53

распылительных насадок, насосов и гибких трубопроводов и могут распыляться с судна или самолёта. Основная цель нанесения диспергента — предотвращение попадания нефти в особо чувствительные зоны или выноса ее на берег.

На рисунке 5.13 показан процесс применения диспергентов и рассеивания нефти [24].

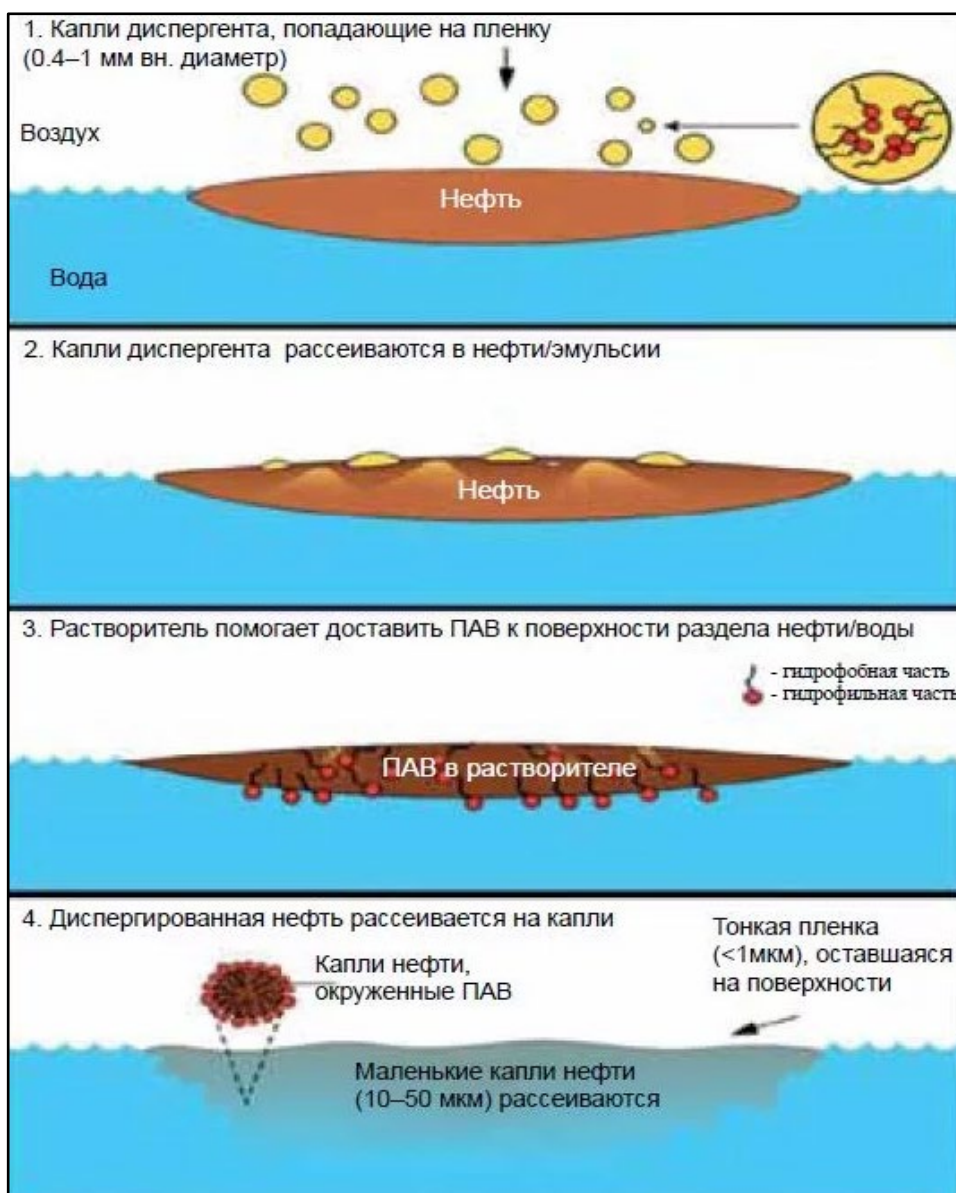


Рисунок 5.13 – Процесс применения диспергентов и рассеивания нефти

Эффективность применений диспергаторов зависит от точного попадания химических реагентов на разлитую нефть.

Преимущества применения химического диспергирования:

- при нанесении с помощью воздушной авиации происходит быстрая обработка больших площадей, вследствие чего увеличивается скорость реагирования на разлив нефти;
- применяются при неблагоприятных природно-климатических условиях (сильное течение, волнение);
- диспергированная нефть проходит процесс естественного биоразложения быстрее, чем нефть, не обработанная диспергентами.

Недостатки:

- диспергенты применимы не для всех типов нефти;
- имеют ограниченный срок использования;
- диспергенты являются токсичными для морских и прибрежных живых организмов, поэтому не должны применяться на участках с малой площадью нефтяного пятна;
- неудачное применение диспергентов может явиться препятствием для применения других методов локализации и снизить эффективность ликвидационных работ.

### 3. Принудительное потопление нефти

Механизм потопления нефтяного пятна с помощью порошкового вещества: загрязненная поверхность → нанесение затопляющего препарата → абсорбирование → утяжеление осаднение конгломерата → концентрация и разрушение.

При рассмотрении процесса метода осаждения (затопления) нефти, можно выделить ряд преимуществ по сравнению с другими методами:

- скорость осаждения нефтепродуктов достаточно велика и при правильно выбранном осадителе и его дисперсности может составлять не менее 0,1 м/с в водной среде;

					Сравнительный анализ методов локализации аварий на подводных переходах магистральных нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		55

- отсутствует ограничение по толщине пленки нефтепродукта, пленка любой толщины может быть осаждена данным методом;
- ограничивается общая площадь загрязнения, так как скорость перевода нефти в осажденное состояние зависит только от количества поданного осадителя;
- уменьшается общий объем воды, содержащей растворенную и эмульгированную нефть;
- снижается площадь водной поверхности с пленкой из нефтепродуктов, что не препятствует поступлению кислорода в объем водного объекта;
- при соответствующих глубинах и погодных условиях возможно поднятие осажденного нефтепродукта со дна водного объекта в удобное для данной операции время.

Недостатком метода затопления является загрязнение дна водоема.

Воздействие нефтяных разливов на биологические объекты показывает, что наибольший урон наносится птицам. При осаждении нефти, особенно если операция проведена в сжатые сроки и площадь осаждения будет невелика, урон, нанесенный от такой операции, скажется в основном на популяции донных обитателей. Технологию «затопление» нефти необходимо рассматривать как один из вариантов, и в некоторых случаях наиболее приемлемый для защиты прибрежной зоны, птиц и других уязвимых обитателей территории чрезвычайной ситуации [25].

#### 4. Контролируемое сжигание

Контролируемое сжигание плавающей на поверхности нефти предусматривает сжигание нефти на месте с применением боновых заграждений (рисунок 5.14).





Рисунок 5.14 – Контролируемое сжигание нефти

Огнестойкий бон помещается на безопасное расстояние вниз по течению от распространения нефтяного пятна, и нефть сжигается непрерывно или периодически по мере накопления.

Для успешного воспламенения и горения требуется соответствующая толщина нефтяного пятна в момент воспламенения, минимальные скорость ветра и волнение моря, а также не слишком сильно эмульгированная (смешанная с водой) нефть. В таблице 5.1 представлены факторы, влияющие на эффективность сжигания нефтяных пленок.

Таблица 5.1 – Факторы и условия эффективного сжигания нефтяных пленок

Фактор	Условия для эффективного сжигания
1.Толщина нефтяной пленки	Минимальная толщина пленки: для свежей сырой нефти 2-3 мм; дизельного топлива и выветренной сырой нефти 3-5мм; водонефтяных эмульсий и тяжелых нефтей 10 мм
2.Эмульгирование	Водное содержание <25 %. С увеличением водного содержания в эмульсии эффективность и возможность воспламенения уменьшаются

Продолжение таблицы 5.1

3.Испарение	Относительно новая нефть (<3 дней после разлива) лучше воспламеняется. С дальнейшим испарением воспламенение затрудняется. Испарение может измениться в зависимости от типа сырой нефти и погодных условий, что, в свою очередь, влияет на возможность применения сжигания. При испарении <30 % для большинства сырых нефтей воспламенение возможно
4.Ветер	Скорость ветра <37 км/ч
5.Волны	Высота волн: <1 м (3 фута) (для развертывания БЗ); <1 м (3 фута) при изменчивой морской погоде (короткопериодные волны, <6 с); < 1,6-2,3 м (5,7 фута) при более спокойной погоде (т. е. волны длительного периода, >6 с)
6.Скорость течения	Скорость течения <0,75 м/с (для развертывания БЗ)
7.Лед	Переменные эффекты в зависимости от геометрии. На участках, где лед содержит нефть и препятствует распространению нефтяного пятна, сжигание производится с большим коэффициентом эффективности. Изолированные плавучие льдины могут помешать операциям по сжиганию нефтяных пятен

В случае неэффективного горения образуется смесь из несгоревшей нефти, оставшихся после сгорания веществ и сажи. Преимущества и недостатки метода контролируемого сжигания нефти на месте разлива представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Преимущества и недостатки метода контролируемого сжигания нефти

преимущества	недостатки
1.высокая эффективность (можно ликвидировать большой объем нефти)	опасность возникновения неконтролируемого пожара с соответствующими последствиями
2.высокая скорость	опасность воздействия продуктов горения на здоровье людей и окружающую среду
3.отпадает необходимость в сборе и утилизации	трудности при поджоге выветренной и эмульгированной нефти

## Продолжение таблицы 5.2

4.минимум необходимого оборудования для проведения операций по сжиганию и хранению	остатки сжигания могут затонуть и образовать покровный слой на донных остатках
5.возможность использования в любой водной среде, в ночное время, в труднодоступных местах	большинство огнестойких боновых заграждений являются дорогостоящими, некоторые из них эффективны ограниченное время

### 5. Сорбционный метод

Сорбционный метод позволяет предотвратить эмульгирование, осаждение и уменьшить испарение нефти. Он основан на применении специальных сорбентов, удерживающих нефть на поверхности воды в течение промежутка времени, достаточного для проведения операций по механическому сбору. Для локализации нефтяных разливов применяют различные порошкообразные, тканевые или боновые сорбирующие материалы.

Классификация сорбентов по типу их основы:

- неорганические
- природные органические и искусственные органические
- синтетические
- биологические

Важная особенность всех сорбентов — это их плавучесть, аналогичная нефти и нефтепродуктам. Вступая во взаимодействие с водной средой, сорбенты сразу начинают впитывать в себя нефть и нефтепродукты. При их средней плотности сорбенты максимально насыщаются за первые десять секунд сбора. После этого на поверхности воды остаются легко собираемые комки нефтенасыщенного материала.

Критерии выбора сорбента для локализации разлива нефти (нефтепродуктов):

- структура — сыпучий материал;
- время полного насыщения — не более 30 секунд;

					Сравнительный анализ методов локализации аварий на подводных переходах магистральных нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		59

- плавучесть — не менее 30 дней;
- токсичность;
- механизированные доставка и нанесение его, в том числе авиатранспортом;
- сбор стандартными средствами (нефте- и мусоросборщиками, сетями, сачками и др.);
- утилизация без нанесения вреда окружающей среде.

Основные достоинства сорбентов — можно применять вне зависимости от условий окружающей среды, а также минимальные затраты на их хранение и доставку до места ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов. Сорбенты можно применять совместно с любыми боами постоянной плавучести.

Недостатком является то, что сорбенты невозможно применить при наличии сплошного льда.

**Вывод:** Успех мероприятий по ликвидации разливов нефти во многом зависит от правильно выбранных и проведенных в кратчайшие сроки операций по локализации разливов. Анализ методов локализации аварий на подводных переходах магистрального нефтепровода показал, что оптимальным и наиболее безопасным способом в условиях открытой воды является использование боновых заграждений, метод локализации нефти на открытых водоемах с помощью пневматического барьера не получил распространения в нашей стране, диспергенты не эффективны в холодных водах, сжигание на месте содержит ряд ограничений использования открытого огня. Метод ограждения боновыми заграждениями снижает площадь загрязненной акватории, минимизирует загрязнение береговой линии, обусловленное перемещением пятна нефтяного разлива. Различные типы боновых заграждений остаются наиболее эффективным средством локализации разливов нефти. Конструкции их постоянно совершенствуются, что связано в основном с появлением новых композиционных материалов и новыми функциональными возможностями таких материалов.

					Сравнительный анализ методов локализации аварий на подводных переходах магистральных нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		60

## 6 Расчетная часть

### Задание:

Определить количество нефти, вылившейся из нефтепровода вследствие аварии, оценить степень загрязнения земель, атмосферы, водных объектов, а также оценить ущерб, подлежащий компенсации окружающей природной среде, от загрязнения земель, атмосферы и водных объектов.

### Исходные данные:

Подземный нефтепровод диаметром 1020 мм с толщиной стенки 14 мм, длиной 98 км между двумя насосными станциями, глубина заложения 2 м. Нефтепровод имеет подводный переход через судоходную реку на 60 км. Нефтеперекачивающая станция находится на 98 км.

Место аварии 60 км – подводный переход. Произошел гильотинный разрыв нефтепровода. Общая площадь загрязнения нефтью составила 40970 м<sup>2</sup>. Левая задвижка от места аварии находится на 44 км трассы, правая – 70 км. Время возникновения аварии – 16.03.2008 г. в 09:00. Время остановки перекачки нефти – 5 минут. Время закрытия задвижек – 30 минут. Температура наружного воздуха равна 10° С, температура верхнего слоя 7°С, температура верхнего слоя воды 5° С. Грунт - супесь и суглинок при влажности 20%.

Таблица 6.1 – Исходные данные для 8 варианта

Вариант	Q <sub>0</sub> , м <sup>3</sup> /с	Q', м <sup>3</sup> /с	P <sub>1</sub> , МПа	P <sub>2</sub> , МПа	P <sub>0</sub> , МПа	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Толщина стенки, мм	Диаметр трубы, Мм
8	2,22	2,33	-	-	4,04	850	14	1020

					Разработка мероприятий по предотвращению распространения нефтяного загрязнения при авариях на подводных переходах магистрального нефтепровода						
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата							
Разраб.		Кузьменко Е.А.			Расчетная часть				Литера	Лист	Листов
Руковод.		Валитова Е.Ю.							у	61	117
Консульт.									ТПУ гр.2Б7Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.									

Таблица 6.2 – Исходные данные, общие для всех вариантов

Параметр	Значение
Ускорение силы тяжести	9,81 м/с <sup>2</sup>
Напор, создаваемый атмосферным давлением	10 м. вод. Столба

Таблица 6.3 - Точки перелома профиля нефтепровода

№ п/п	X,км	Z,м	№ п/п	X,км	Z,м
1	0	43,2	13	76	126,6
2	44	50,6	14	77	153,8
3	54	48,4	15	78	127,5
4	55	33,7	16	79	140,1
5	60	30,4	17	80	127,7
6	65	25,6	18	82	149,5
7	70	24,6	19	84	107
8	71	19,1	20	87	79
9	72	3,2	21	88	105,6
10	73	144,8	22	90	166,8
11	74	127,8	23	94	122
12	75	120,6	24	98	73,7

Из данных табл. 6.3 строим профиль нефтепровода с помощью программы КОМПАС- 3D (Приложение А).

## 6.1 Определение количества нефти, вылившейся из нефтепровода вследствие аварии

Расчет количества нефти, вылившейся из трубопровода, производится в 3 этапа, определяемых разными режимами истечения:

- истечение нефти с момента повреждения до остановки перекачки;
- истечение нефти из трубопровода с момента остановки перекачки до закрытия задвижек;
- истечение нефти из трубопровода с момента закрытия задвижек до прекращения утечки.

### 6.1.1 Определение объема вытекшей нефти до момента остановки перекачки со стороны левой задвижки.

Объем  $V'_1$  нефти, вытекшей из нефтепровода с момента  $\tau_a$  возникновения аварии до момента  $\tau_0$  остановки перекачки, определяется соотношением:

$$V'_1 = Q_1 \cdot \tau_1 = Q_1 \cdot (\tau_0 - \tau_a) \quad (3)$$

Время повреждения  $\tau_a$  и остановки  $\tau_0$  насосов фиксируется системой автоматического контроля режимов перекачки.

где  $Q_1$  – расход нефти через место повреждения с момента возникновения аварии до остановки перекачки, м<sup>3</sup>/с;

$\tau_0$  – время остановки насосов после повреждения, с;

$\tau_a$  – время повреждения нефтепровода, с.

$\tau_1$  – продолжительность истечения нефти из поврежденного нефтепровода при работающих насосных станциях, с;

Расход нефти через место повреждения  $Q_1$  определяется из выражения:

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		63

$$Q_1 = Q' - Q_0 \cdot \left[ \frac{Z_1 - Z_2 - \frac{P' - P''}{\rho \cdot g} - i_0 \cdot x^* \cdot \left( \frac{Q'}{Q_0} \right)^{2-m_0}}{(l-x^*) \cdot i_0} \right]^{\frac{1}{2-m_0}}, \quad (4)$$

где  $Q'$  - расход нефти в НП в поврежденном состоянии, м<sup>3</sup>/ч;

$Q_0$  - расход нефти в НП при работающих насосных станциях в исправном состоянии, м<sup>3</sup>/ч;

$Z_1$  – геодезическая отметка начала участка нефтепровода, м;

$Z_2$  – геодезическая отметка конца участка нефтепровода, м;

$P'$  - давление в начале участка НП в поврежденном состоянии, Па;

$P''$  - давление в конце участка НП в поврежденном состоянии, Па;

$\rho$  – плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>;

$g$  – ускорение силы тяжести, м/с<sup>2</sup>;

$i_0$  – гидравлический уклон при перекачке нефти по исправному НП;

$x^*$  - протяженность участка НП от насосной станции до места повреждения, м;

$m_0$  – показатель режима движения нефти по НП в исправном его состоянии ( $m_0 = 0,25$ );

$l$  – протяженность участка НП, заключенного между двумя насосными станциями, м.

Поскольку в результате аварии на 60 км трассы произошел разрыв на полное сечение трубопровода, давление в конце участка нефтепровода в поврежденном состоянии будет равно нулю ( $P_2 = 0$  Па), второй частный случай расчета расхода.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		64



Рассчитаем расход нефти через место повреждения  $Q'_1$  со стороны задвижки на 44 км трассы :

$$Q'_1 = Q' \quad (5)$$

Рассчитаем объем нефти  $V'_1$ , вытекшей на первой стадии в напорном режиме по формуле (1):

$$V'_1 = Q_1 \cdot \tau_1 = Q' \cdot (\tau_0 - \tau_a) = 2,33 \cdot 5 \cdot 60 = 699 \text{ м}^3$$

### 6.1.2 Определение объема вытекшей нефти до момента закрытия задвижек со стороны правой задвижки.

Рассчитаем расход нефти через место повреждения  $Q'_2$  со стороны задвижки на 70 км трассы, так как напор со стороны насосной станции прекратился в результате гильотинного разрыва происходит опорожнение расположенных между насосной станцией возвышенностей и участка аварии, за исключением понижений между ними. Истечение нефти определяется переменным во времени напором, уменьшающимся вследствие опорожнения нефтепровода.

Общий объем выхода нефти из нефтепровода за время  $(\tau_2 = (\tau_0 - \tau_3)) + \tau_1$  определяется как сумма объемов  $V_i$  нефти, вытекших за элементарные промежутки времени  $\tau_i$ :

$$V'_2 = V'_{21} + V'_{22} + V'_{23} \quad (6)$$

Нефть в трубопроводе начнет самотеком вытекать из места повреждения под действием гравитации.

Площадь дефектного отверстия будет равна внутреннему диаметру трубопровода, поскольку на 60 км трассы произошел разрыв на полное сечение.

$$\omega = \frac{\pi \cdot d^2}{4} = 0,773 \text{ м}^2. \quad (7)$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		65

Напор в отверстии, соответствующий  $\tau_1$  элементарному интервалу времени, рассчитывается по формуле:

$$h' = Z' - Z_M - h_T - h_a = 166.8 - 30.4 - 2 - 10 = 124.4 \text{ м} \quad (8)$$

$Z'$  – геодезическая отметка самой высокой точки профиля рассматриваемого участка нефтепровода, заполненного нефтью на момент времени, м;

$Z_M$  – геодезическая отметка места повреждения, м;

$h_T$  – глубина заложения НП, м;

$h_a$  – напор, создаваемый атмосферным давлением, м.

За элементарный промежуток времени  $\tau_i$  освобождается объем нефтепровода  $V_i$ , что соответствует освобождению  $l_i$  участка нефтепровода:

$$l_i = \frac{4 \cdot V_i}{\pi \cdot d^2} \quad (9)$$

Примем  $\tau_i = 5$  мин. Количество временных интервалов равно 7 (время закрытия задвижек 30 минут и время до прекращения перекачки 5 минут). Самая высокая точка на профиле – 166,8 м (90 км).

Рассмотрим 1-ый элементарный интервал времени:

$$Z_1 = 166,8 \text{ м}$$

$$h'_1 = Z_1 - Z_M - h_T - h_a = 166,8 - 30,4 - 2 - 10 = 124,4 \text{ м}$$

$$Re'_1 = \frac{d_{\text{отв.}} \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot h_1}}{v} = \frac{0,773 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 124,4}}{0,076 \cdot 10^{-4}} = 5024879 \rightarrow \mu = 0,595$$

$$Q'_{21} = \mu \cdot \omega \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot h_1} = 0,773 \cdot 0,595 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 124,4} = 22,72 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$V'_{21} = Q'_{21} \cdot \tau_1 = 22,72 \cdot 5 \cdot 60 = 6816 \text{ м}^3$$

$$l'_1 = \frac{4 \cdot V'_{21}}{\pi \cdot d^2} = \frac{4 \cdot 6816}{3,14 \cdot 0,992^2} = 8752,8 \text{ м}$$

При сравнении полученного объема  $V'_{21}$  и объема всех возможных опорожненных участков со стороны левой задвижки  $V'_2$ , приходим к выводу, что все три участка опорожняются целиком. Следовательно, не имеет смысла разбивать на элементарные участки и считать каждый из них. Следует просто рассчитать длину трубопровода и умножить на площадь поперечного сечения трубопровода.

Для определения объема нефти, которая стечет, необходимо определить объем нефти, которая содержится в трубопроводе на данном участке. **Поскольку в результате расчетов приходим к выводу что из-за разности геодезических отметок нефть вытечет полностью, рассчитаем три участка трубопровода, чтобы узнать объем утекшей нефти.**

#### **1 участок:**

Определим превышение геодезических отметок  $\Delta Z$  для первого участка:

$$\Delta Z'_1 = 166,8 - 153,8 = 13 \text{ м};$$

$$\Delta Z''_1 = 166,8 - 105,6 = 61,2 \text{ м};$$

Коэффициент подобия  $k_1=4,71$

Вычислим расстояние  $\Delta l'_1$ :

$$\Delta x'_1 = 2000/4,71 = 424,6 \text{ м};$$

Вычислим протяженность участка  $l'_1$ :

$$l'_1 = \sqrt{\Delta Z^2 + \Delta x^2} = \sqrt{13^2 + 424,6^2} = 424,8 \text{ м};$$

Таким образом, определим объем  $V'_{21}$ :

$$V'_{21} = \omega \cdot l'_1 = 0,773 \cdot 424,8 = 328,4 \text{ м}^3$$

## 2 участок:

Определим превышение геодезических отметок  $\Delta Z$  для второго участка:

$$\Delta Z'_2 = 153,8 - 144,8 = 9 \text{ м};$$

$$\Delta Z''_2 = 153,8 - 126,6 = 27,2 \text{ м};$$

Коэффициент подобия  $k_2=3,02$

Вычислим расстояние  $\Delta x'_2$ :

$$\Delta x'_2 = 1000/3,02 = 331,1 \text{ м};$$

Вычислим протяженность участка  $l'_2$ :

$$l'_2 = \sqrt{\Delta Z^2 + \Delta x^2} = \sqrt{9^2 + 331,1^2} = 331,2 \text{ м};$$

Таким образом, определим объем  $V'_{2''}$ :

$$V'_{22} = \omega \cdot l'_2 = 0,773 \cdot 331,2 = 256,0 \text{ м}^3$$

## 3 участок:

Определим превышение геодезических отметок  $\Delta Z$  для третьего участка:

$$\Delta Z'_3 = 144,8 - 30,4 = 114,4 \text{ м};$$

$$\Delta Z''_3 = 144,8 - 3,2 = 141,6 \text{ м};$$

Коэффициент подобия  $k_3=1,23$

Вычислим расстояние  $\Delta x'_3$ :

$$\Delta x'_3 = 1000/1,23 = 813 \text{ м};$$

Вычислим протяженность участка  $l'_3$ :

$$l'_3 = \sqrt{\Delta Z^2 + \Delta l^2} = \sqrt{114,4^2 + 813^2} = 821 \text{ м};$$

Таким образом, определим объем  $V'_{23}$ :

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		68

$$V'_{23} = \omega \cdot l'_3 = 0,773 \cdot 821 = 634,6 \text{ м}^3 \quad (10)$$

Рассчитаем объем нефти  $V'_2$ , вытекшей на первой и второй стадии со стороны правой задвижки:

$$V'_2 = V'_{21} + V'_{22} + V'_{23} = 634,6 + 256 + 328,4 = 1219 \text{ м}^3 \quad (11)$$

Так как вся нефть вытечет до закрытия задвижки, то  $V_3 = 0$ , со стороны правой задвижки 70 км.

### 6.1.3 Определение объема вытекшей нефти с момента остановки перекачки до прекращения утечки со стороны левой задвижки

После отключения насосных станций происходит опорожнение расположенных между двумя ближайшими насосными станциями возвышенных и прилегающих к месту повреждения участков, за исключением понижений между ними. Истечение нефти определяется переменным во времени напором, уменьшающимся вследствие опорожнения нефтепровода.

Для выполнения расчетов продолжительность истечения нефти  $\tau_2$  с момента остановки перекачки  $\tau_0$  до закрытия задвижек  $\tau_3$  разбивается на элементарные интервалы  $\tau_i$ , внутри которых режим истечения (напор и расход) принимается неизменным.

Для выполнения расчетов продолжительность истечения нефти  $\tau_2$  с момента остановки перекачки  $\tau_0$  до закрытия задвижек  $\tau_3$  разбивается на элементарные интервалы  $\tau_i$ , внутри которых режим истечения (напор и расход) принимается неизменным.

Общий объем выхода нефти из нефтепровода за время  $\tau_2 = (\tau_0 - \tau_3)$  определяется как сумма объемов  $V_i$  нефти, вытекших за элементарные промежутки времени  $\tau_i$ :

$$V_2 = \sum V_i = \sum Q_i \cdot \tau_i \quad (12)$$

Для каждого  $i$ -го элементарного интервала времени определяется соответствующий расход  $Q_i$  нефти через дефектное отверстие:

$$Q_i = \mu\omega \cdot \sqrt{2gh_i} . \quad (13)$$

Площадь дефектного отверстия будет равна внутреннему диаметру трубопровода, поскольку на 60 км трассы произошел разрыв на полное сечение.

$$\omega = \frac{\pi \cdot d^2}{4} = 0,773 \text{ м}^2.$$

Нефть в трубопроводе начнет самотеком вытекать из места повреждения под действием гравитации.

Напор в месте повреждения, соответствующий  $i$  – ому элементарному интервалу времени, рассчитаем по формуле (8):

$$h_i = z_i - z_M - h_T - h_a$$

Напор в месте повреждения, соответствующий первому элементарному интервалу времени  $\tau_1$ :

$$h_1 = z_1 - z_M - h_T - h_a = 50,6 - 30,4 - 2 - 10 = 8,2 \text{ м};$$

$z_i$  – геодезическая отметка самой высокой точки профиля рассматриваемого участка нефтепровода, заполненного нефтью на  $i$ -й момент времени, м;

Для определения объема нефти, которая стечет, необходимо определить объем нефти, которая содержится в трубопроводе на данном участке. **Весь участок после задвижки до места утечки не встречает преград, само истечением опорожнится трубопровод с 44 км по 60 км.** Следовательно, не имеет смысла разбивать на элементарные участки и считать каждый из них. Следует просто рассчитать длину трубопровода и умножить на площадь поперечного сечения трубопровода.

### 1 участок:

Определим превышение геодезических отметок  $\Delta Z$  для первого участка:

					Расчетная часть	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

$$\Delta Z_1 = 50,6 - 48,4 = 2,2 \text{ м};$$

Вычислим расстояние  $\Delta x_1$ :

$$\Delta x_1 = 54000 - 44000 = 10000 \text{ м}$$

Вычислим протяженность участка  $l'_1$ :

$$l_1 = \sqrt{\Delta Z^2 + \Delta x^2} = \sqrt{2,2^2 + 10000^2} = 10000 \text{ м};$$

Таким образом определим объем  $V_{2'}$ :

$$V_{2'} = \omega \cdot l_1 = 0,773 \cdot 10000 = 7730 \text{ м}^3$$

## **2 участок:**

Определим превышение геодезических отметок  $\Delta Z$  для второго участка:

$$\Delta Z_2 = 48,4 - 33,7 = 14,7 \text{ м};$$

Вычислим расстояние  $\Delta x_2$ :

$$\Delta x_2 = 55000 - 54000 = 1000 \text{ м}$$

Вычислим протяженность участка  $l_2$ :

$$l_2 = \sqrt{\Delta Z^2 + \Delta x^2} = \sqrt{14,7^2 + 1000^2} = 1000,1 \text{ м};$$

Таким образом определим объем  $V_{2''}$ :

$$V_{2''} = \omega \cdot l_2 = 0,773 \cdot 1000,1 = 773,1 \text{ м}^3$$

Определим превышение геодезических отметок  $\Delta Z$  для третьего участка:

$$\Delta Z'_3 = 33,7 - 30,4 = 3,3 \text{ м};$$

Вычислим расстояние  $\Delta x_3$ :

$$\Delta x_3 = 60000 - 55000 = 5000 \text{ м};$$

Вычислим протяженность участка  $l_3$ :

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		71

$$l_3 = \sqrt{\Delta Z^2 + \Delta x^2} = \sqrt{3,3^2 + 5000^2} = 5000 \text{ м};$$

Таким образом, определим объем  $V_{2,,,}$ :

$$V_{2,,,} = \omega \cdot l_3 = 0,773 \cdot 5000 = 3865 \text{ м}^3$$

Рассчитаем объем нефти  $V_2$ , вытекшей за время прекращение перекачки до момента прекращения аварии со стороны правой задвижки:

$$V_2 = V_{2'} + V_{2''} + V_{2,,,} = 7730 + 773,1 + 3865 = 12368,1 \text{ м}^3 \quad (14)$$

Так как вся нефть вытечет на втором этапе, то  $V_3 = 0$ , со стороны левой задвижки 44 км.

#### 6.1.4 Определение общего объёма (общей массы) вылившейся при аварии нефти с момента возникновения аварии до прекращения утечки

Общий объем вылившейся нефти:

$$V = V'_1 + V'_2 + V_2 = 12368,1 + 699 + 1219 = 14286,1 \text{ м}^3 \quad (15)$$

Масса вылившейся нефти:

$$M = V \cdot \rho = 14286,1 \cdot 0,85 = 12143,185 \text{ т} \quad (16)$$

### 6.2 Определение степени загрязнения окружающей среды

#### 6.2.1 Оценка степени загрязнения земель

Степень загрязнения земель определяется нефтенасыщенностью грунта (количество нефти, впитавшейся в грунт), которая определяется по соотношениям:

$$M_{\text{вп}} = K_{\text{н}} \cdot \rho \cdot V_{\text{гр}}, \quad (17)$$

где

$M_{\text{вп}}$  – масса нефти, впитавшаяся в грунт, т;



$K_H$  – нефтеемкость грунта для супеси и суглинка при влажности 20%,  
 $K_H=0,28$ ;

$\rho$  – плотность нефти,  $\rho = 0,850 \text{ т/м}^3$ ;

$V_{гр}$  – объем нефтенасыщенного грунта,  $\text{м}^3$ .

Таблица 6.4 – Нефтеемкость грунта

Наименование грунта	Влажность грунта					
	0	20	40	60	80	100
Глинистый грунт	0,20	0,16	0,12	0,08	0,04	0,00
Пески (диаметр частиц 0,05-2,0 мм)	0,30	0,24	0,18	0,12	0,01	0,00
Супесь, суглинок	0,35	0,28	0,21	0,14	0,07	0,00
Гравий (диаметр частиц 2,0-20 мм)	0,48	0,39	0,29	0,19	0,09	0,00
Торфяной грунт	0,50	0,40	0,30	0,20	0,10	0,00

$$V_{вп} = K_H \cdot V_{гр} \quad (18)$$

$V_{вп}$  – объем нефти, впитавшийся в грунт,  $\text{м}^3$ .

Объем нефтенасыщенного грунта вычисляется по формуле:

$$V_{гр} = F_{гр} \cdot h_{ср}, \quad (19)$$

где

$F_{гр}$  – площадь нефтенасыщенного грунта,  $F_{гр} = 10970 \text{ м}^2$ ;

$h_{ср}$  – средняя глубина пропитки грунта на всей площади нефтенасыщенного грунта,  $h_{ср}=0,05 \text{ м}$ .

$$V_{гр} = 10970 \cdot 0,05 = 548,5 \text{ м}^3.$$

Далее рассчитаем объем нефти, впитавшейся в грунт по формуле (18):

$$V_{вп} = 0,28 \cdot 548,5 = 153,6 \text{ м}^3.$$

Определим массу нефти, впитавшейся в грунт по формуле (17):

$$M_{\text{вп}} = 153,6 \cdot 0,850 = 130,56 \text{ т}$$

### 6.2.2 Оценка степени загрязнения атмосферного воздуха

Степень загрязнения атмосферного воздуха вследствие аварийного разлива нефти определяется массой летучих низкомолекулярных углеводородов, испарившихся с поверхности почвы.

• Масса летучих низкомолекулярных углеводородов  $M_{\text{и.п.}}$ , испарившихся с поверхности почвы и с поверхности нефти на воде, покрытой разлитой нефтью, рассчитаем в соответствии со следующим соотношением:

$$M_{\text{и.п.}} = q_{\text{и.п.}} \cdot F_{\text{гр}} \cdot 10^{-6}; \quad (20)$$

где

$q_{\text{и.п.}}$  – удельная величина выбросов летучих углеводородов с 1 м<sup>2</sup> поверхности нефти, разлившейся на почве, (таблица 5);

$F_{\text{гр}} = 10970 \text{ м}^2$  – площадь нефтенасыщенных грунтов.

Рассчитаем среднюю температуру поверхности испарения:

-водная поверхность  $T_{\text{п.и.}} = \frac{1}{2} \cdot (t_{\text{п}} + t_{\text{возд.}}) = \frac{1}{2} \cdot (5 + 10) = 7,5^\circ\text{C}$

- поверхность земли  $T_{\text{п.и.}} = \frac{1}{2} \cdot (t_{\text{п}} + t_{\text{возд.}}) = \frac{1}{2} \cdot (7 + 10) = 8,5^\circ\text{C}$

Поскольку  $t_{\text{п.и.}} > 4^\circ\text{C}$ , удельную величину выбросов  $q_{\text{и.п.}}$  выберем из (приложение 3 Таблица П.3). Для определения удельной величины выбросов  $q_{\text{и.п.}}$  необходимо рассчитать толщину слоя свободной нефти  $\delta_{\text{и}}$  на поверхности земли и продолжительность испарения свободной нефти с поверхности земли  $\tau_{\text{н.п.}}$ .

Толщину слоя свободной нефти  $\delta_{\text{и}}$  на поверхности земли равна 0,01 м.

Удельную величину выбросов углеводородов в атмосферу с поверхности нефти принимаем в соответствии с методикой [26] (приложение 3 Таблица П.3):

- поверхность земли:  $q = 1412 \text{ г/м}^2$

Рассчитаем массу летучих низкомолекулярных углеводородов  $M_{\text{и.п.}}$ , испарившихся с поверхности почвы, покрытой разлитой нефтью по формуле (20):

$$M_{\text{и.п.}} = 1412 \cdot 10970 \cdot 10^{-6} = 15,49 \text{ т}$$

• Масса летучих низкомолекулярных углеводородов  $M_{\text{и.в.}}$ , испарившихся в атмосферный воздух с поверхности воды, покрытых нефтью, рассчитаем по формуле:

$$M_{\text{и.в.}} = q_{\text{и.в.}} \cdot F_{\text{гр}} \cdot 10^{-6}; \quad (21)$$

где

$q_{\text{и.в.}} = 300 \text{ г/м}^2$  – удельная величина выбросов углеводородов с  $1 \text{ м}^2$  поверхности нефти, разлившейся на воде;

$F_{\text{гр}} = 30000 \text{ м}^2$  – площадь поверхности воды, покрытой нефтью.

Рассчитаем массу летучих низкомолекулярных углеводородов  $M_{\text{и.в.}}$ , испарившихся в атмосферный воздух с поверхности водного объекта, покрытой нефтью, по формуле (19):

$$M_{\text{и.в.}} = 300 \cdot 30000 \cdot 10^{-6} = 9,00 \text{ т}$$

• Так же вычислим массы нефти, испарившиеся с поверхности амбара:

$$M_{\text{и.амб.}} = q_{\text{и.а.}} \cdot F_{\text{амб}} \cdot 10^{-6} \quad (22)$$

где

$q_{и.а.} = 4620 \text{ г/м}^2$  – масса, удельная величина выбросов с  $1 \text{ м}^2$  и площадь амбара.

$F_{амб} = 5000 \text{ м}^2$  – площадь земляного амбара, значение выбираем сами

Вычислим:

$$M_{и.амб.} = 4620 \cdot 5000 \cdot 10^{-6} = 23,1 \text{ т}$$

Массу нефти  $M_{и.}$ , принимаемую для расчета платы за выбросы летучих низкомолекулярных углеводородов нефти в атмосферный воздух, рассчитаем по формуле:

$$M_{и.} = M_{и.п.} + M_{и.в.} + M_{и.амб.} \quad (23)$$

Вычислим массу испарившейся нефти  $M_{и.}$ :

$$M_{и.} = M_{и.п.} + M_{и.в.} + M_{и.амб.} = 15,49 + 9,00 + 23,1 = 47,59 \text{ т}$$

### 6.2.3 Оценка степени загрязнения водных объектов

Масса нефти/нефтепродукта, поступившая в водный объект, рассчитывается по формуле:

$$M_{н.} = M_{нп} + M_{рн}, \quad (24)$$

где  $M_{нп}$  – масса пленки нефти/нефтепродукта, поступивших в водный объект, т;

$M_{рн}$  – масса нефти/нефтепродуктов, растворенных и/или эмульгированных в воде водного объекта, т.

Масса пленки нефти/нефтепродуктов определяется по формуле:

$$M_{нп} = УМ_{н.} \cdot S \cdot 10^{-6}, \quad (25)$$

где  $УМ_{н.}$  – масса пленки/нефтепродуктов нефти на  $1 \text{ м}^2$  акватории водного объекта,  $\text{г/м}^2$ ;

$S$  – площадь акватории водного объекта, покрытая разлитой нефтью/нефтепродуктами,  $\text{м}^2$ .

$$M_{\text{нп}} = 70 \cdot 30000 \cdot 10^{-6} = 2,1 \text{ т}$$

Масса растворенных и/или эмульгированных в воде водного объекта нефти/нефтепродуктов:

$$M_{\text{рн}} = C_{\text{рн}} \cdot V \cdot 10^{-6}, \quad (26)$$

где  $C_{\text{рн}}$  – средняя концентрация растворенных и/или эмульгированных в воде водного объекта нефти/нефтепродуктов под слоем разлива на глубине до 1 м,  $\text{мг/дм}^3$ ;

$V$  – объем воды в водном объекте, загрязненной растворенными и/или эмульгированными нефть/нефтепродуктами,  $\text{м}^3$ , определяется по формуле:

$$V = h \cdot S, \quad (27)$$

где  $h$  – средняя глубина воды в водном объекте, загрязненной растворенными нефтью/нефтепродуктами;

$S$  – площадь акватории водного объекта, загрязненной разлитой нефтью/нефтепродуктами,  $\text{м}^2$ .

$$V = 1 \cdot 30000 = 30000 \text{ м}^3$$

$$M_{\text{рн}} = 6 \cdot 30000 \cdot 10^{-6} = 0,18 \text{ т}$$

$$M_{\text{н}} = 2,1 + 0,18 = 2,28 \text{ т}$$

#### 6.2.4 Учет количества вылившейся и потерянной нефти

На всех стадиях ликвидации аварии на нефтепроводах с момента ее возникновения до полной ликвидации ее последствий должен соблюдаться баланс между массой  $M$  вылившейся нефти из трубопровода и распределением ее по компонентам окружающей природной среды (ОПС) с

					Расчетная часть	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

последующим соблюдением баланса между массой вылившейся из трубопровода нефти  $M_{\text{и}}$  собранной  $M_{\text{сб.}}$  и безвозвратно потерянной  $M_{\text{б.п.}}$  нефти:

$$M = M_{\text{сб.}} + M_{\text{б.п.}} \quad (28)$$

$M = 12143,185$  т – масса нефти, вылившейся из нефтепровода;

$M_{\text{сб.}}$  – масса собранной нефти в процессе проведения мероприятий по ликвидации последствий аварии;

$M_{\text{б.п.}}$  – масса безвозвратно потерянной нефти в результате испарения легколетучих низкомолекулярных углеводородов и абсорбции в грунт.

Масса безвозвратно потерянной нефти  $M_{\text{б.п.}}$  определяется следующей формулой:

$$M_{\text{б.п.}} = M_{\text{в.п.}} + M_{\text{и}} + M_{\text{н}}; \quad (29)$$

где

$M_{\text{в.п.}} = 130,56$  т – масса нефти, впитавшейся в грунт;

$M_{\text{и}} = 47,59$  т – масса нефти, принимаемая для расчета платы за выбросы летучих низкомолекулярных углеводородов нефти в атмосферный воздух при авариях на нефтепроводах;

$M_{\text{н}} = 2,28$  т – масса нефти, поступившая в водный объект.

Рассчитаем массу безвозвратно потерянной нефти  $M_{\text{б.п.}}$  по формуле (27):

$$M_{\text{б.п.}} = 130,56 + 47,59 + 2,28 = 180,43 \text{ т}$$

Рассчитаем массу собранной нефти  $M_{\text{сб.}}$  из формулы (26):

$$M_{\text{сб.}} = M - M_{\text{б.п.}} = 12143,185 - 180,43 = 11\,962,908 \text{ т}$$

## 6.3 Оценка подлежащего компенсации ущерба окружающей природной среде

### 6.3.1 Расчет размера ущерба атмосферному воздуху

В соответствии с нормативным документом ОР – 13.020.30 – КТН – 161 – 13 «Порядок применения действующих методик расчета ущерба окружающей среде при инцидентах и авариях с разливами нефти и нефтепродуктов» ущерб от загрязнения земель рассчитывается по формуле:

$$Y_{\text{атм}} = 5 \cdot \sum_{i=1}^n (C_i \cdot M_i), \quad (30)$$

где  $C_i$  – расчетная ставка платы за выброс 1 т  $i$ -го загрязняющего вещества в пределах установленного лимита, с учетом коэффициентов, руб./т;

$M_i$  – масса загрязняющего вещества определенного вида.

Расчетная ставка платы определяется по формуле:

$$C_i = N_i \cdot K_{\text{э}} \cdot K_{\text{Г}} \cdot K_{\text{пр}} \cdot K_{\text{инд}}, \quad (31)$$

где  $N_i$  – норматив платы за выброс 1 тонны  $i$ -го загрязняющего вещества в пределах установленного лимита, руб.;

$K_{\text{э}}$  – коэффициент, учитывающий экологические факторы (состояние атмосферного воздуха и почвы), по территориям экономических районов Российской Федерации;

$K_{\text{Г}}$  – коэффициент за выбросы вредных веществ в атмосферный воздух городов;

$K_{\text{пр}}$  – коэффициент для особо охраняемых природных территорий;

$K_{\text{инд}}$  – коэффициент, установленный законом о федеральном бюджете на соответствующий год к конкретным годам.

В соответствии с [27] примем размер норматива платы для следующих веществ:

- для углеводородов предельных  $C_1 - C_5 - 108$  руб/т;
- для углеводородов предельных  $C_6 - C_{10} - 0,1$  руб/т;
- для бензола – 56,1руб/т;
- для толуола – 9,9 руб/т;
- для этилбензола – 275руб/т;
- для сероводорода – 686,2 руб/т.

Для приведенных выше коэффициентов примем следующие значения:

$K_z = 1,1$  – коэффициент, учитывающий экологические факторы (методика [28] приложение Б);

$K_T$  – не учитываем, так как в условиях не указано, что городская местность;

$K_{пр} = 2$  – коэффициент для особо охраняемых природных территорий;

$K_{инд} = 1,04$  - коэффициент, установленный законом о федеральном бюджете на соответствующий год к конкретным годам. Определяющим является год, в котором установлен тот или иной норматив платы.

Для расчета массы загрязняющего вещества определённого вида, необходимо знать состав нефти. (Масса нефти, принимаемая для расчета платы за выбросы углеводородов нефти в атмосферу  $M_{и} = 47,59$  т).

По таблице А.1 в документе [28] найдем концентрации загрязняющих веществ при испарении нефти/нефтепродуктов:

$$\omega_{C_1-C_5} = 72,46 \%$$

$$\omega_{C_5-C_{10}} = 26,8 \%$$

$$\omega_B = 0,35 \%$$



$$\omega_T = 0,22 \%$$

$$\omega_{\text{Э}} = 0,11 \%$$

$$\omega_{\text{H}_2\text{S}} = 0,06 \%$$

находим массы каждого компонента:

$$M_{\text{C}_1-\text{C}_5} = \frac{72,46 \cdot 47,59}{100} = 34,48 \text{ т}$$

$$M_{\text{C}_6-\text{C}_{10}} = \frac{26,8 \cdot 47,59}{100} = 12,75 \text{ т}$$

$$M_{\text{Б}} = \frac{0,35 \cdot 47,59}{100} = 0,167 \text{ т}$$

$$M_{\text{Т}} = \frac{0,22 \cdot 47,59}{100} = 0,105 \text{ т}$$

$$M_{\text{Э}} = \frac{0,11 \cdot 47,59}{100} = 0,052 \text{ т}$$

$$M_{\text{H}_2\text{S}} = \frac{0,06 \cdot 47,59}{100} = 0,029 \text{ т}$$

Таким образом, расчетная ставка платы за выброс 1 т i-го загрязняющего вещества в пределах установленного лимита, с учетом коэффициентов:

$$C_{\text{C}_1-\text{C}_5} = 108 \cdot 1,1 \cdot 2 \cdot 1,04 = 256,61 \text{ руб/т}$$

$$C_{\text{C}_6-\text{C}_{10}} = 0,1 \cdot 1,1 \cdot 2 \cdot 1,04 = 0,24 \text{ руб/т}$$

$$C_{\text{Б}} = 56,1 \cdot 1,1 \cdot 2 \cdot 1,04 = 133,30 \text{ руб/т}$$

$$C_{\text{Т}} = 9,9 \cdot 1,1 \cdot 2 \cdot 1,04 = 23,52 \text{ руб/т}$$

$$C_{\text{Э}} = 275 \cdot 1,1 \cdot 2 \cdot 1,04 = 653,40 \text{ руб/т}$$

$$C_{\text{H}_2\text{S}} = 686,2 \cdot 1,1 \cdot 2 \cdot 1,04 = 1630,41 \text{ руб/т}$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		81

$$Y_{\text{атм}} = 5 \cdot (256,61 \cdot 34,48 + 0,24 \cdot 12,75 + 133,30 \cdot 0,167 + 23,52 \cdot 0,105 + 653,40 \cdot 0,052 + 1630,41 \cdot 0,029) = 44784,8 \text{ руб.}$$

### 6.3.2 Расчет размера ущерба водным объектам

Исчисление размера ущерба (вреда) за загрязнение водных объектов производится по формуле:

$$Y_{\text{вод}} = K_{\text{вг}} \cdot K_{\text{в}} \cdot K_{\text{ин}} \cdot K_{\text{дл}} \cdot \sum_{i=1}^n H_{\text{н}}, \quad (32)$$

где  $K_{\text{вг}}$  – коэффициент учитывающий природно-климатические условия в зависимости от времени года;

$K_{\text{в}}$  – коэффициент, учитывающий состояние водных объектов;

$K_{\text{ин}}$  – коэффициент индексации, учитывающий инфляционную составляющую экономического развития;

$K_{\text{дл}}$  – коэффициент, учитывающий деятельность негативного воздействия вредных загрязняющих веществ на водный объект при неприятии мер по его ликвидации;

$H_{\text{н}}$  – такса для исчисления ущерба (вреда) от сброса нефти/нефтепродуктов в водные объекты, млн.руб..

Для приведенных выше коэффициентов примем следующие значения:

$K_{\text{вг}} = 1,25$  (методика [28] приложение Г таблица Г.1);

$K_{\text{в}} = 1,27$  (методика [28] приложение Г таблица Г.2);

$K_{\text{ин}} = 2,468$ ;

$K_{\text{дл}} = 1,7$  (методика [28] приложение Г таблица Г.3);

$H_{\text{н}} = 3$ . (методика [28] приложение Г таблица Г.4).

$$Y_{\text{вод}} = 1,25 \cdot 1,27 \cdot 2,468 \cdot 1,7 \cdot 3 = 16,65 \text{ млн.руб.}$$

### 6.3.3 Расчет размера ущерба почвам

Исчисление размера ущерба (вреда) почвам в результате загрязнения производится по формуле:

$$Y_{\text{почв}} = CXB \cdot S \cdot K_r \cdot K_{\text{исх}} \cdot T_x, \quad (33)$$

где CXB – степень химического загрязнения почв нефтью/нефтепродуктами;

S – площадь загрязненного участка, м<sup>2</sup>;

K<sub>r</sub> – показатель в зависимости от глубины загрязнения нефтью/нефтепродуктами или порчи почв;

K<sub>исх</sub> – показатель в зависимости от категории земель и целевого назначения, на которой расположен загрязненный участок;

T<sub>x</sub> – такса для исчисления ущерба (вреда), причинённого почвам как объекту окружающей среды, при химическом загрязнении почв, руб./м<sup>2</sup>.

Степень химического загрязнения почв зависит от соотношения фактического содержания i-го химического вещества в почве и норматива качества окружающей среды для почв. Соотношения фактического содержания i-го химического вещества в почве и норматива качества окружающей среды для почв определяется по формуле:

$$C = \sum_{i=1}^n \frac{X_i}{X_n}, \quad (34)$$

где X<sub>i</sub> - фактическое содержание i-го химического вещества в почве, мг/кг;

X<sub>n</sub> - норматива качества окружающей среды для почв, мг/кг.

В соответствии [29] X<sub>i</sub> для почв со средним уровнем загрязнения принимается в интервале от 2000 до 3000 мг/кг. X<sub>n</sub> принимается равным 1000 мг/кг.

$$C = \frac{3000}{1000} = 3$$

Тогда СХВ = 1,5 (методика [28] таблица 2).

Примем следующие значения для вышеприведенных коэффициентов:

$K_T = 1,0$  (методика [28] таблица 3);

$K_{исх} = 1,6$  (методика [28] таблица 4)

Такса для исчисления ущерба (вреда), причинённого почвам как объекту окружающей среды, при химическом загрязнении почв примем 500 руб./м<sup>2</sup>. (методика [28] приложение Д).

$$Y_{почв} = 1,5 \cdot 10970 \cdot 1,0 \cdot 1,6 \cdot 500 = 13\,164\,000 \text{ руб.}$$

#### **6.3.4 Плата за загрязнение окружающей природной среды при аварии на магистральном нефтепроводе.**

Плата за загрязнение окружающей природной среды разлившейся нефтью при авариях на магистральных нефтепроводах П складывается из ущерба, подлежащего компенсации, за загрязнение вод, почвы и атмосферы:

$$П = Y_{атм} + Y_{вод} + Y_{почв} \quad (35)$$

$$\begin{aligned} П &= Y_{атм} + Y_{вод} + Y_{почв} = 44784,8 + 16\,651\,288 + 13\,164\,000 \\ &= 29\,860\,072,8 \text{ руб.} \end{aligned}$$

## 6.4 Расчет угла и длины необходимого количества боновых заграждений

Выбор и расчет угла установки БЗ определяется по номограмме (рисунок 6.1) [13]:

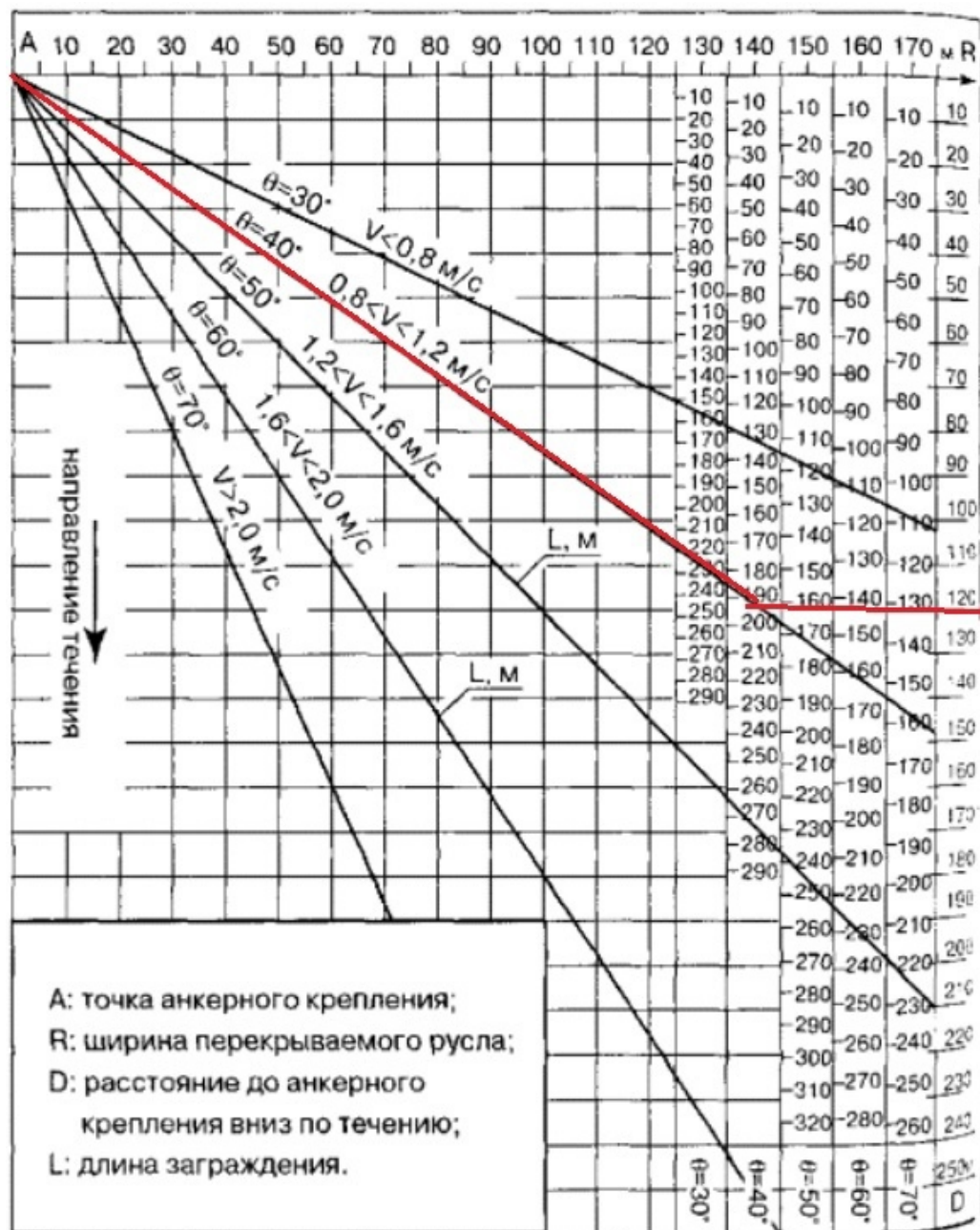


Рисунок 6.1 – Номограмма для определения длины и углы установки бонового заграждения и точки расположения береговых анкерных креплений

Длина и угол установки боновых заграждений с помощью номограммы определяется в следующем порядке:

1. Относительно скорости течения реки  $V$ , выбирается луч, исходящий из точки анкерного крепления  $A$ , соответствующий углу установки БЗ. Исходя из того, что в данной работе скорость течения реки принимается  $V=95$  м/с, то по номограмме угол установки равен  $40^\circ$ .

2. Из точки, которая соответствует ширине перекрываемого русла  $R=140$ м, опускается перпендикуляр до пересечения с выбранной линией заграждения.

3. Полученный отрезок прямой проецируем на вертикальную ось, расположенную на номограмме справа. Длина спроецированного на вертикальную ось отрезка равна 120 м, с ее помощью определяем величину расстояния анкерного крепления БЗ вниз по течению  $D$ .

4. Длина заграждения реки  $L$  считается по формуле:

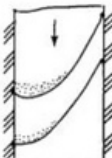

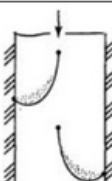
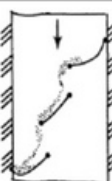
$$L = \frac{D}{\sin \alpha} = \frac{120}{\sin 40^\circ} = 161 \text{ м.} \quad (36)$$

Варианты расстановки боновых заграждений определяются с учетом скорости течения реки и ее категории.

Для судоходных рек предлагаются варианты расстановки заграждений по схемам «колос» и каскад, а для несудоходных рек может быть предложено полное перекрытие рек. Установка заграждений перпендикулярно течению рек возможно при скорости течения рек до 0,35 м/с. При больших скоростях БЗ устанавливаются под углом.

На схематичных рисунках приведены возможные варианты расстановки БЗ (таблица 6.5) [13].

Таблица 6.5 – Рекомендуемые схемы установки БЗ.

Схема установки	Категория рек
 Сплошное	Несудоходные реки $V \leq 1,0$ м/с
 Стропильное	Несудоходные реки $V > 1,0$ м/с
 «Колос»	Судоходные реки $V \leq 1,0$ м/с
 Каскад	Судоходные реки $V > 1,0$ м/с

**Вывод:** поскольку в условиях задачи река является судоходной, скорость ее течения меньше 1 м/с, а определенный угол равен  $40^\circ$ , то наиболее оптимальным вариантом расстановки боновых заграждений для перекрытия реки является расстановка по схеме «колос».

## 7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

### 7.1 Технико-экономическое обоснование реализации проекта

Технико-экономическое обоснование - это анализ, расчет, оценка экономической целесообразности осуществления предлагаемого проекта, в данном случае – проекта работ при локализации и ликвидации аварий на подводном переходе магистрального нефтепровода.

Показателями для технико-экономического обоснования данного проекта являются:

- объем и сроки выполнения работ;
- количество задействованного персонала;
- потребность в материалах, техники и оборудования.

В каждом конкретном случае следует учитывать конкретные обстоятельства и сроки выполнения работы, действующие цены и нормативы.

Экономические последствия предложенной структуры работ ожидаются в виде повышения эффективности использования кадровых и материально-технических ресурсов.

					Разработка мероприятий по предотвращению распространения нефтяного загрязнения при авариях на подводных переходах магистрального нефтепровода						
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	Финансовый менеджмент				Литера	Лист	Листов
Разраб.		Кузьменко Е.А.									
Руковод.		Валитова Е.Ю.								88	117
Консульт.		Клемашева Е.И.							ТПУ гр.2Б7Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.									



## 7.2 Планирование и формирование сметы выполнения работ

### 7.2.1 Структура работ в рамках научного проекта

Проведение работ при аварии на подводном переходе магистрального нефтепровода выполняется с использованием специальных технических средств по локализации и ликвидации аварий в соответствии с планом мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах.

Определим ключевые события и операции при локализации и ликвидации аварийного разлива нефти на подводном переходе, которые внесены в таблицу 7.1.

Таблица 7.1 – Контрольные события и операции проекта

№ п/п	Наименование операций, работ
1	Принятие и обработка сигнала о разливе
2	Сбор комиссии по предупреждению и ликвидации ЧС
3	Остановка перекачки
4	Закрытие задвижек
5	Погрузка оборудования, подготовка опергруппы, доставка к аварийному объекту
6	Обустройство площадки для размещения техники и оборудования
7	Выгрузка, монтаж и развертывание оборудования
8	Проведение локализации разлившейся нефти
9	Применение средств сбора нефти
10	Проведение мероприятий по доочистке акватории с помощью сорбентов, в том числе сбор и утилизация сорбентов
11	Рекультивация нефтезагрязненных участков

Состав и количество сил и технических средств определяется на основании технологических параметров подводного перехода магистрального нефтепровода и гидрологических особенностей пересекаемого водоема.

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный план проекта (таблица 7.2).

Таблица 7.2 – Календарный план проекта

код	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников
1	Составление плана по проведению операций	1	01.05.2021	01.05.2021	Зам. начальника ЦРС - начальник участка- 1 чел.; Мастер участка – 1 чел.
2	Предотвращение распространения нефти при помощи боновых заграждений с лодки	1	01.05.2021	01.05.2021	Рабочие - 2 чел. на лодку
3	Устройство подъездных путей для сбора нефти, установка емкостей для сбора нефти	1	01.05.2021	02.05.2021	Мастер участка – 1 чел.; Рабочие -4 чел.
4	Устранение жидкой фракции нефти	3	01.05.2021	03.05.2021	Рабочие по обслуживанию нефтесборных устройств - 2 чел. на 1 нефтесборное устройство
5	Работы с сорбентом	3	01.05.2021	03.05.2021	Рабочие по нанесению сорбента - 1 чел. на устройство по распылению
6	Утилизация нефти	3	01.05.2021	03.05.2021	Рабочие по обслуживанию емкостей для сбора нефти и отработанного сорбента и установок для утилизации отходов - 1 чел. на 1 емкость
7	Рекультивация нефтезагрязненных участков	15	03.05.2021	17.05.2021	Мастер участка – 1 чел.; Рабочие -9 чел.

Для иллюстрации календарного плана проекта приведена диаграмма

Ганта, на которой работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ (таблица 7.3).

Таблица 7.3 – Линейный календарный график проведения работ на объекте

Наименование операции	сутки	Продолжительность проведения работ на объекте							
		май							
		1	2	3	4	5	6	7	8
1.Локализация	1	■							
2.Инженерные работы	1		■						
3.Сбор и вывоз НСЖ, НГЖ	3		■	■					
4.Рекультивация	15			■	■	■	■	■	

### 7.2.2 Смета затрат для проведения работ при аварии на подводном переходе магистрального нефтепровода

При расчете бюджета на проведение работ по локализации и ликвидации аварийного разлива нефти используется ресурсный метод определения сметной стоимости. Суть которого заключается в том, что при составлении смет используются натуральные измерители расхода материалов и конструкций, затрат времени эксплуатации машин и оборудования, затраты труда рабочих, а цены на указанные ресурсы принимаются текущие (т.е. на момент составления смет). Использование данного метода позволяет определить сметную стоимость объекта на любой момент времени.

Основные элементы затрат:

- зарплата исполнителей;
- отчисления от заработной платы;
- материалы;
- амортизация основных средств;
- накладные расходы

Отдельные статьи затрат представлены в таблицах 7.4- 7.9. В таблице 7.10 представлена общая смета затрат на выполнение проектно-изыскательской работы.

Силы, необходимые для локализации и ликвидации разлива нефти определяются технологией проведения данных работ и требованиями трудового кодекса.

Таблица 7.4 – Затраты на оплату труда исполнителей, руб.

Наименование категории работников	Численность, шт. единиц	Средняя заработная плата одного чел/дня	Количество дней проведения работ	Фонд з/платы за весь объём работ
1.Зам. начальника ЦРС - начальник участка	1	3600	20	72000
2.Мастер участка	2	2700	20	108000
3.Трубопроводчик линейный	2	1600	20	64000
4.Водитель автомобиля	3	1500	20	90000
5.Тракторист-машинист	1	1700	20	34000
6.Электромонтер по ремонту и обслуживанию электрооборудования	1	1800	20	36000
7.Машинист насосных установок	2	1500	20	60000
8.Иные рабочие (сбор нефти, очистка грунта)	9	1300	20	234000
<b>Итого:</b>				<b>698000</b>

Средняя заработная плата одного человека/дня складывается из ежемесячных окладов ИТР и тарифных ставок рабочих, а также дополнительных выплат за работу в выходные и праздничные дни, за работу в ночное время. Страховые взносы с заработной платы начисляются согласно главы 34 «Страховые взносы», статьи 425 «Тарифы страховых взносов» Налогового кодекса Российской Федерации, и в зависимости от их назначения, направляются в соответствующие внебюджетные фонды. Страховые взносы по дополнительным тарифам зависит от класса и подкласса условий труда.

Таблица 7.5 – Отчисления от заработной платы

Фонд заработной платы, руб.	Наименование отчисления	Ставка, %	Сумма, руб.
698000	Страховые взносы на обязательное пенсионное страхование	22,0	153560
	Страховые взносы на обязательное медицинское страхование	5,1	35598
	Страховые взносы на обязательное социальное страхование по временной нетрудоспособности и в связи с материнством	2,9	20242
	Социальное страхование от несчастных случаев и профессиональных заболеваний	0,4	2792
	Дополнительные взносы в ПФР за вредные условия труда (3 класс, подкласс 3.1)	2,0	13960
<b>Итого:</b>		<b>32,4</b>	<b>226152</b>

Таблица 7.6 – Затраты на спецоборудование

Наименование оборудования и комплектующих	Единицы измерения	Количество	Цена, руб.	Сумма, руб.
1.Бонопостановщики	шт.	2	1200000	2400000
2.Боны постоянной плавучести	п/м	1500	1890	2835000
3.Нефтесборщик	шт.	2	595000	1190000
4.Лебедка ручная	шт.	2	5000	10000
5.Мотопомпа	шт.	1	23000	23000
6.Распылитель сорбентаРАС	шт.	1	39200	39200
7.Установка для сжигания отходов	шт.	2	500000	1000000
<b>Итого:</b>				<b>7497200</b>

Затраты на приобретение материальных запасов, потребляемых в процессе выполнения работ, включают в себя затраты на материалы и комплектующие запасные части, мягкий инвентарь, горюче-смазочные

материалы (ГСМ), средства для очистки и обмывки оборудования и другие материальные запасы. Расходы на заправку техники рассчитываются по фактическому пробегу по ценам на горюче-смазочные материалы, действующим в период выполнения работ.

Таблица 7.7 – Затраты на материальные запасы

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена	Сумма
1.Сорбент «Ньюсорб»	т	1,2	27800	33360
2.Каркасные резервуары	шт	4	26600	106400
3.Биопрепарат «Деворойл»	кг	25	7800	195000
4.ГСМ	л	200	45	9000
<b>Итого:</b>				<b>343760</b>

Сумма начисленной амортизации транспортных средств, машин оборудования определяется исходя из балансовой стоимости оборудования, месячной нормы его износа и времени работы оборудования. Расчет суммы начисленной амортизации транспортных средств, машин, оборудования приводится по форме согласно таблице 7.8.

Таблица 7.8 – Расчет амортизационных отчислений

Наименование	Количество	Балансовая стоимость, руб.		Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб.	Сумма амортизации за смену, руб.
		Одного объекта	Всего			
1.Автомобиль грузопассажирский высокой проходимости	1	683000	683000	0,8	120	5464
2.Автомобиль (для перевозки оборудования)	1	1640000	1640000	0,8	120	13120
3.КРАЗ (седельный тягач)для перевозки бульдозера	1	2300000	2300000	0,8	120	18400

Продолжение таблицы 7.8

4.Нефтесборщик	2	595000	1190000	1,7	60	10115
5.Бонопоставщик и	2	1200000	2500000	1,7	60	20400
6.Установка для сжигания отходов	2	500000	1000000	1,7	60	8500
7.Бульдозер	1	3250000	3250000	0,8	120	26000
<b>Итого:</b>						<b>101999</b>

Кроме основных затрат, которые несет организация, в процессе выполнения работ возникают непредвиденные расходы, которые не относятся к производственному процессу. Такие финансовые потери называются накладными расходами. Они не входят в состав заработной платы основных кадров и стоимости материалов или сырья. Для предприятий накладные расходы в смете имеют не меньшее значение, чем прямые затраты, так как они обеспечивают работоспособность организации.

Накладные расходы включают в себя:

- услуги телефонной связи;
- командировочные расходы;
- обеспечение оптимальных условий деятельности, охраны труда и техники безопасности;
- платежи за содержание, техническое обслуживание и ремонт сооружений.

Таблица 7.9 – Накладные расходы

Наименование затрат	Прямые затраты,руб.	% накладных расходов	Сумма накладных расходов, руб.
<b>1.Всего прямых расходов</b>	<b>1369911</b>	<b>10</b>	<b>136991</b>
2.Оплата труда	698000	10	69800
3.Начисления на оплату труда	226152	10	22615
4.Материалы	343760	10	34376
5.Амортизация основных средств	101999	10	10199

Таблица 7.10 – Смета затрат на выполнение проектно-изыскательской работы

Статьи затрат	Сумма затрат, руб.
1.Оплата труда	698000
2.Начисления на оплату труда	226152
3.Материалы	343760
4.Амортизация основных средств	101999
5.Накладные расходы	136991
<b>6.Итого затрат:</b>	<b>1506902</b>



Рисунок 7.1 – Структура затрат на выполнение работ

Как видно из диаграммы структуры затрат на выполнение работ по локализации и ликвидации разливов нефти, основную долю составляют затраты на оплату труда с начислениями и материалы.



### 7.3 Потенциальный эффект проведения проектно-изыскательных работ

Экономический расчет является подтверждением того, что очень важно совершенствование концептуальных подходов к вопросу предупреждения аварийных ситуаций на подводных переходах магистральных трубопроводов.

Локализация и ликвидация аварийных разливов нефти предприятию обходится намного дороже, чем постоянный мониторинг технического состояния и проведение мероприятий, направленных на предупреждение аварий.

Оптимизация затрат на предупреждение утечек нефти и ликвидацию последствий требует выработки компромисса между целями достижения компаниями макро- и микроэкономических показателей деятельности, а также выполнения требований регулирования по снижению опасностей возникновения аварий с тяжелыми последствиями. На микроэкономическом уровне дополнительные меры по снижению опасностей возникновения аварий с тяжелыми последствиями являются условно убыточными.

## 8 Социальная ответственность

### 8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

#### 8.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Законодательство устанавливает специальные нормативы, которые определяют уровни воздействия условий труда на организм работника. Вредные условия труда и компенсация их последствий регулируются, прежде всего, трудовым кодексом РФ и федеральным законом от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда».

Условия труда работников, участвующих при локализации и ликвидации нефтяных разливов при аварийных ситуациях относятся к вредным и опасным условиям труда 3 и 4 степени.

Для лиц, работающих во вредных и опасных условиях труда, федеральным законодательством предусматривается:

#### 1) *Повышенная оплата труда*

Минимальный размер повышения оплаты труда работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, составляет 4 процента тарифной ставки (оклада), установленной для различных видов работ с нормальными условиями труда [ТК РФ Статья 147].

#### 2) *Сокращенная продолжительность рабочего времени*

Для работников, условия труда на рабочих местах которых по результатам специальной оценки условий труда отнесены к вредным условиям труда 3 или 4 степени или опасным условиям труда, - не более 36 часов в неделю [ТК РФ Статья 92].

#### 3) *Ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск*

Минимальная продолжительность ежегодного дополнительного оплачиваемого отпуска работникам составляет 7 календарных дней.

					Разработка мероприятий по предотвращению распространения нефтяного загрязнения при авариях на подводных переходах магистрального нефтепровода								
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата									
Разраб.		Кузьменко Е.А.			Социальная ответственность				Литера	Лист	Листов		
Руковод.		Валитова Е.Ю.									98	117	
Консульт.		Фех А.И.							ТПУ гр.2Б7Б				
Рук-ль ООП		Брусник О.В.											

Продолжительность ежегодного дополнительного оплачиваемого отпуска конкретного работника устанавливается трудовым договором на основании отраслевого (межотраслевого) соглашения и коллективного договора [ТК РФ Статья 117].

#### *4) Предварительные и периодические медицинские осмотры*

Работники, занятые на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, связанных с движением транспорта, проходят обязательные предварительные (при поступлении на работу) и периодические (для лиц в возрасте до 21 года - ежегодные) медицинские осмотры для определения пригодности этих работников для выполнения поручаемой работы и предупреждения профессиональных заболеваний [ТК РФ Статья 213].

#### *5) Обеспечение работников средствами индивидуальной защиты*

На работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением, работникам бесплатно выдаются прошедшие обязательную сертификацию или декларирование соответствия специальная одежда, обувь и другие средства индивидуальной защиты. [ТК РФ Статья 221].

Обеспечение по обязательному социальному страхованию от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний осуществляется в соответствии с ФЗ «Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний».

Периоды работы, на соответствующих видах вредному или опасному классу условий труда, установленному по результатам специальной оценки условий труда, дают право на досрочное назначение страховой пенсии по старости, при условии начисления и уплаты страхователем страховых взносов по соответствующим тарифам [31].

## 8.1.2 Организационные мероприятия рабочей зоны для обеспечения безопасности

Приказ Ростехнадзора от 12.04.2018 N 169 "Руководство по безопасности "Инструкция по ликвидации возможных аварий на подводных переходах магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов" регламентирует порядок организации рабочей зоны для обеспечения безопасности проведения работ [22]:

1) Персонал, занятый в работах, должен быть ознакомлен с особенностями местности, расположением технических средств, средств связи, противопожарного инвентаря и постов оказания медицинской помощи.

2) Участки работ и участники должны быть обеспечены средствами коллективной и индивидуальной защиты, первичными средствами пожаротушения, средствами связи, сигнализации, техническими средствами, аптечками первой доврачебной помощи.

3) На границах зон опасных производственных факторов должны быть установлены защитные ограждения, а зоны потенциально опасных производственных факторов обозначены сигнальными ограждениями и знаками безопасности.

4) При работе на воде (катер, мотозавозня, лодка) все работающие должны быть в спасательных жилетах. Для переходов с судов на берег устанавливаются трапы шириной не менее 600 мм с надежными поручнями.

5) При выполнении работ нефтесборной и откачивающей техникой электрооборудование нефтесборщика должно быть выполнено во взрывозащищенном исполнении.

6) Работы по установке боновых заграждений необходимо проводить с помощью лодок, катеров имеющих достаточную грузоподъемность и устойчивость.

7) Место проведения работ в темное время суток обеспечивается освещением. Применяемое освещение и электрооборудование должно быть взрывозащищенного исполнения.

					Социальная ответственность	Лист
						100
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

8) К работам по сбору разлитой нефти допускаются работники в соответствующей одежде, обуви и обеспеченные средствами индивидуальной защиты (шланговыми или изолирующими противогазами, защитными очками, предохранительными поясами и т.п.).

Транспортные средства, механизмы, агрегаты, плавающие средства определяются в каждом конкретном случае и должны соответствовать общим эргономическим требованиям ГОСТ. Система «человек – машина»[32,33,34].

## 8.2 Производственная безопасность

При выполнении работ по локализации и ликвидации аварийного разлива нефти на подводных переходах магистрального нефтепровода работники могут быть подвержены воздействию различных физических и химических опасных и вредных производственных факторов.

Перечень возможно опасных и вредных факторов при выполнении данных видов работ согласно «ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» представлен в таблице 8.1[36].

Таблица 8.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Факторы	Эксплуатация	Нормативные документы
1	2	3
1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны	+	СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [37]. МР 2.2.7.2129 – 06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях [38].
2. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное [39]. СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение». Актуализированная редакция СНиП 23-05-95 [40].
3. Повышенный уровень шума на рабочем месте	+	ГОСТ 12.1.003- 2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [41].
4. Утечки вредных и токсичных веществ	+	ГОСТ 12.1.007- 76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. [42]. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [43].
5. Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное [39].

## Продолжение таблицы 8.1

6. Электрический ток	+	ГОСТ 12.1.038-82 Электробезопасность. допустимые уровни прикосновения и токов [44].	ССБТ. Предельно напряжений
7. Пожаровзрывоопасность на рабочем месте	+	ГОСТ 12.1.010-76 Взрывобезопасность [45]. ГОСТ Р12.1.004-91 ССБТ Пожарная безопасность [46].	ССБТ.

### 8.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

#### 1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны

Показателями неудовлетворительного микроклимата рабочей зоны являются: температура воздуха, влажность, туман, скорость движения ветра.

Работы на открытом воздухе ведутся как при относительно низких, так и высоких температурах. Нагревающий микроклимат способствует обильному потоотделению, учащению пульса и дыхания, слабости, головокружению, а также возникновению теплового удара. Охлаждение человека приводит к изменению его двигательной реакции, нарушает координацию и способность выполнять точные операции, что может быть причиной возникновения различных форм травматизма.

Работающие в зимний период года должны быть обеспечены спецодеждой с теплозащитными свойствами. В целях снижения неблагоприятного воздействия микроклимата на человека должны быть использованы средства индивидуальной защиты, помещения для отдыха с нормируемыми показателями микроклимата, регламентация времени непрерывного пребывания в неблагоприятном микроклимате.

#### 2. Недостаточная освещенность рабочей зоны

Производственное оборудование должно быть оснащено местным освещением, если его отсутствие может явиться причиной перенапряжения органа зрения или повлечь за собой другие виды опасности [39].

Для безопасного и эффективного проведения работ в ночное время работы на водоеме освещаются прожекторами с берега или прожекторами плавсредств. Рекомендуется обеспечить равномерную, без слепящего действия осветительных устройств на работающих освещенность участков работ.

Для местного освещения необходимо применять светильники напряжением не более 12В, или аккумуляторные фонари (включать и выключать их следует за пределами взрывоопасной зоны).

Водная поверхность должна быть освещена не менее чем на 30 м выше и на 150 м ниже места работ. Освещенность рабочих мест органов управления и приборов контроля при эксплуатации нефтесборщиков должна быть не менее 50 лк.

### *3.Повышенный уровень шума на рабочем месте*

Шум на рабочем месте оказывает раздражающее влияние на работника, повышает его утомляемость, а при выполнении задач, требующих внимания и сосредоточенности, способен привести к росту ошибок и увеличению продолжительности выполнения задания.

Источниками шума являются звуки производственной деятельности мотопомп, автомобилей, привлеченных для работ по локализации и ликвидации аварий.

Нормативным эквивалентным уровнем звука на рабочих местах (в полевых условиях) является 80 дБА. При воздействии шума в границах 80-85 дБА [41]. Работодателю необходимо минимизировать возможные негативные последствия путем выполнения следующих мероприятий: подбор рабочего оборудования, обладающего меньшими шумовыми характеристиками; использование на оборудовании кожухов, звукопоглощающего покрытия, изоляции; предоставление работающим средств индивидуальной защиты органа слуха (противошумные наушники, вкладыши, шлемы и каски).

### *4. Утечки вредных и токсичных веществ*



В соответствии с ГОСТ 12.1.007—76 по степени воздействия на организм нефть относится к 4-му классу опасности [42]. В результате воздействия вредных веществ на слизистые оболочки человека возможно отравление парами нефти. На месте проведения аварийных работ должен быть организован контроль воздушной среды. Полнота поглощения вредных веществ, загрязняющих воздух рабочей зоны, должна соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.005-88 [43]. Установлена максимальная предельно-допустимая концентрация (ПДК) вредных веществ, при которой не происходит ни какого вредного воздействия на организм человека 300 мг/ м3.

К работам по сбору разлитой нефти допускаются работники в нефтезащитных костюмах и обуви в шланговых или изолирующих противогозазах, защитных очках.

## **8.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению**

### *1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования*

Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним. Конкретные меры по исключению опасности установлены в стандартах, технических условиях и эксплуатационной документации на производственное оборудование конкретных групп, видов, моделей (марок) [39].

Для предотвращения случаев травматизма необходимо соблюдать технику безопасности при работе с оборудованием, машинами и механизмами. К выполнению работ должны быть допущены только лица, имеющие на это допуск и прошедшие инструктажи по технике безопасности.

### *2. Электрический ток*

					<b>Социальная ответственность</b>	Лист
						105
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

Опасное и вредное воздействия на людей электрического тока, электрической дуги и электромагнитных полей может привести к травмам и гибели людей. Основной причиной электротравматизма при выполнении работ является появление напряжения на корпусах оборудования из-за повреждённой изоляции. На применяемых плавучих средствах по сбору нефти для безопасной работы необходима усиленная изоляция и покрытие токоведущих частей, защитное отключение, защитные оболочки, малое напряжение.

По ГОСТу 12.1.038-82 напряжения прикосновения и токи для лиц, выполняющих работу в условиях высоких температур (выше 25 °С) и влажности (относительная влажность более 75%), должны быть уменьшены в три раза [44]. Номинальное напряжение электрооборудования не должно превышать 24В. Находящиеся на участке проведения работ установки необходимо защитить от прямых ударов молнии молниеотводами.

Работники должны быть обеспечены диэлектрическими перчатками, ковриками, изолированным инструментом.

### *3. Пожаровзрывоопасность на рабочем месте*

Нефть относится к группе легковоспламеняющихся веществ, имеет низкую температуру вспышки (от минус 36°С до плюс 35°С). На месте проведения работ устанавливается противопожарный режим. При несоблюдении требований безопасности могут возникать пожары и взрывы, которые приводят к авариям, термическим ожогам и травмированию работников. В целях предупреждения взрыва необходимо исключить образование взрывоопасной среды и возникновение источника инициирования взрыва. Для паров нефти, которые могут привести к взрывопожарной ситуации, установлена предельно-допустимая взрывобезопасная концентрация (ПДВК) - 2100 мг/ м<sup>3</sup>.

Запрещается работа в одежде и обуви, пропитанной нефтью. Работы необходимо выполнять инструментом, исключающим искрообразование.

					Социальная ответственность	Лист
						106
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

Техника, задействованная при выполнении работ, должна быть обеспечена не менее чем двумя огнетушителями ОП-10 (каждая единица техники).

### 8.3 Экологическая безопасность

Аварии на подводных переходах магистральных нефтепроводов, связанные с выходом нефти в воду, приводят к загрязнению воды и береговых зон.

Нефть является продуктом длительного распада и очень быстро покрывает поверхность вод плотным слоем нефтяной пленки, которая препятствует доступу воздуха и света. Загрязняющий слой плавает по воде, постепенно распадаясь на более мелкие пятна, которые способны удаляться на значительные расстояния от места разлива, оседает на дно, налипает на береговую поверхность, загрязняя почву и растительность.

#### Влияние разливов нефти на окружающую среду

*Гидросфера.* Воздействие на водную среду разлива нефти обуславливается спецификой его поведения исходя из физико-химических свойств нефти, так и гидрометеорологических условий среды. Токсичность загрязненной нефтью воды сохраняется длительное время, что приводит к ухудшению условий обитания в воде животных и растений и усложняет использование воды в хозяйственно-бытовых и питьевых целях.

Нефтяное загрязнение пагубно влияет на водную среду и ее обитателей. Легкие фракции нефтепродуктов в виде пленки и водного раствора отравляют организмы, обитающие в толще воды, тяжелые фракции, оседая на дно, уничтожают донные организмы. Нефтепродукты, осевшие на дно, способствуют загрязнению водоема.

Используемые в настоящее время методы очистки воды, локализации, сброса и удаления нефти позволяют в какой-то мере смягчить последствия загрязнения, ускорить процесс восстановления временно утраченных свойств воды и тем самым обеспечить дальнейшее использование водоемов.

*Литосфера.* С течением и ветром нефтяное пятно на поверхности водоема достигает берегов. Нефть и нефтепродукты нарушают экологическое состояние почвенных покровов и в целом деформируют структуру биоценозов.

Почвенные бактерии, а также беспозвоночные почвенные микроорганизмы и животные не в состоянии качественно выполнять свои важнейшие функции в результате интоксикации легкими фракциями нефти. Изменение экологической обстановки приводит к подавлению фотосинтезирующей активности растительных организмов. Прежде всего, это сказывается на развитии почвенных водорослей, от их частичного угнетения до полной гибели.

*Атмосфера.* Испарение нефти приводит к переносу углеводородов нефти с водной поверхности в атмосферу. Поскольку пары нефти обладают малой токсичностью, непосредственная угроза жизни населения не велика. Интенсивное загрязнение воздуха в высокой степени наблюдается при возгорании разлившейся нефти. Угроза жизнедеятельности возрастает из-за высокой токсичности продуктов горения нефти, поступающих в атмосферу.

Превышение предельно допустимой концентрации (ПДК) в воздухе оказывает негативное влияние на растительный и животный мир.

Главным методом защиты литосферы, гидросферы и атмосферы от аварийных разливов нефти является профилактический ремонт трубопроводов.

## 8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации (ЧС) на магистральном нефтепроводе могут возникнуть в результате антропогенного и природного воздействия. Под воздействием определенных факторов ЧС может усугубиться пожарами, взрывами, экологическим загрязнением окружающей среды.

Наиболее характерной ЧС является экологическое загрязнение окружающей среды.

Чтобы предотвратить аварии, вследствие которых происходит разлив нефти/нефтепродуктов, каждому предприятию, которое транспортирует нефть, необходимо исполнять комплекс превентивных мероприятий:

- создавать собственные формирования для ликвидации разливов нефти, оснащать их специальными техническими средствами или заключать договоры с профессиональными аварийно-спасательными службами;
- иметь резервы финансовых средств и материально-технических ресурсов для локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов;
- обучать работников способам защиты и действиям в чрезвычайных ситуациях, связанных с разливами нефти и нефтепродуктов;
- содержать в исправном состоянии технологическое оборудование;
- проводить инженерно-технические мероприятия, направленные на предотвращение возможных разливов нефти/нефтепродуктов;
- организовывать и осуществлять производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности;
- проводить корректировку планов при изменении исходных данных;
- допускать к работе на опасном производственном объекте лиц, удовлетворяющих соответствующим квалификационным требованиям и не имеющих медицинских противопоказаний к указанной работе;

- создавать и поддерживать в готовности системы обнаружения разливов нефти и нефтепродуктов, а также системы связи и оповещения.

## Выводы

Аварийные разливы нефти уже сами по себе являются чрезвычайной ситуацией и требуют более тщательного соблюдения норм техники безопасности.

Организация и выполнение работ по локализации нефтяного загрязнения при авариях на подводных переходах должны проводиться в соответствии с требованиями нормативных документов по ликвидации возможных аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах.

Социальная защищенность и безопасность людей является первостепенной задачей при выполнении работ в условиях опасных и чрезвычайных ситуаций.

Выполнение предприятием превентивных мероприятий позволит избежать чрезвычайных ситуаций, тем самым защитить природную среду и жизненно-важные интересы человека от возможного негативного воздействия в результате аварийного разлива нефти.

					Социальная ответственность	Лист
						110
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

## Заключение

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы поставленные задачи были выполнены.

Проведен анализ причин аварий на ППМН. По итогам анализа можно сделать вывод что, наиболее частыми причинами аварий являются коррозионные процессы, возникающие из-за разрушения наружного изоляционного покрытия, факторы внешнего воздействия и брак при строительно-монтажных работах.

Сравнительный анализ методов локализации аварий на подводных переходах магистрального нефтепровода показал, что оптимальным и наиболее безопасным способом в условиях открытой воды является использование боновых заграждений. Метод ограждения боновыми заграждениями снижает площадь загрязненной акватории, минимизирует загрязнение береговой линии, обусловленное перемещением пятна нефтяного разлива.

В зависимости от комплекса признаков: судоходности и несудоходности, скорости течения, ширины и глубины реки был выбран наиболее эффективный способ установки боновых заграждений – «колос».

По результатам расчетов определен общий ущерб окружающей среде от аварийного разлива нефти на ППМН, который составил 29 860 072,8. руб.

					Разработка мероприятий по предотвращению распространения нефтяного загрязнения при авариях на подводных переходах магистрального нефтепровода							
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	Заключение					Литера	Лист	Листов
Разраб.		Кузьменко Е.А.										
Руковод.		Валитова Е.Ю.									111	117
Консульт.										ТПУ гр.2Б7Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.										

## Список литературы

1. Эксплуатация, ремонт и модернизация трубопроводов. – Текст: электронный //: lektsii.org [сайт]. – URL: <https://lektsii.org/16-81326.html> (дата обращения: 20.01.2020). – Режим доступа: свободный.
2. ОП 13.01-60.30.00-КТН-002-3-02. Регламент технической эксплуатации переходов магистральных нефтепроводов через водные преграды: дата введения 2002-05-15. – URL: [http://gostrf.com/norma\\_data/41/41410/index.htm](http://gostrf.com/norma_data/41/41410/index.htm) (дата обращения: 24.02.2021). – Текст: электронный.
3. СП 36.13330.2012. Свод правил. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85\*: дата введения 2013-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200103173> (дата обращения: 24.02.2021). – Текст: электронный.
4. Подводные нефтепродуктопроводы. – Текст: электронный // Биржа eTXT – URL: <http://proofoil.ru/Underwaterpipeline/Underwaterpipeline1.html> (дата обращения: 19.02.2021).
5. СП 11-103-97. Свод правил. Инженерно-гидрометеорологические изыскания для строительства: дата введения 1997-08-15. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901704792> (дата обращения: 02.03.2021). – Текст: электронный.
6. Сальников, А.В. Методы строительства подводных переходов газонефтепроводов на реках Печорского бассейна [Текст] : учеб. пособие / А.В. Сальников, В.П. Зорин, Р.В. Агиней. – Ухта : УГТУ, 2008. – 108 с., ил. ISBN 978-5-88179-534-4.
7. СП 284.1325800.2016. Свод правил. Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ: дата введения 2017-06-17. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/456096925> (дата обращения: 04.03.2021). – Текст: электронный.
8. ОТТ-16.01-60.30.00-КТН-002-1-05 Переходы магистральных нефтепроводов через водные преграды. Общие технические требования к проектированию: дата введения 2005-07-19. – URL: <https://libinfo.org/nsi/index.php?file=i0700016> (дата обращения: 04.03.2021). – Текст: электронный.

					Разработка мероприятий по предотвращению распространения нефтяного загрязнения при авариях на подводных переходах магистрального нефтепровода			
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата				
Разраб.		Кузьменко Е.А.			Список литературы			Литера
Руковод.		Валитова Е.Ю.						Лист
Консульт.								Листов
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
								112
								117
					ТПУ гр.2Б7Б			



9. СП 393.1325800. 2018. Свод правил. Трубопроводы магистральные и промышленные для нефти и газа. Организация строительного производства: дата введения 2019-02-22. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/552304867> (дата обращения: 04.03.2021). - Текст: электронный.
10. СТО ГУ ГГИ 08.29-2009. Учет руслового процесса на участках подводных переходов трубопроводов через реки: дата введения: 2010-01-01.– URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293817/4293817706.pdf> (дата обращения: 07.03.2021). - Текст: электронный.
11. Ecospas.ru: сайт - Москва. – URL: <https://www.ecospas.ru/uslugi/perechen-terminov-i-opredeleniy-osnovnyh-ponyatiy-po-lrn-nefti-i-nefteproduktam> (дата обращения: 19.02.2021). - Текст: электронный.
12. РД 153-112-014-97. Инструкция по ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепродуктопроводах: дата введения 1997-06-02. - URL: <https://docinfo.ru/rd/rd-153-112-014-97> (дата обращения: 21.03.2021). - Текст: электронный.
13. РД 153-39.4-074-01 Инструкция по ликвидации аварий и повреждений на подводных переходах магистральных нефтепродуктопроводов: дата введения 2001-06-01. - URL: <https://sudact.ru/law/prikaz-minenergo-rf-ot-06062001-n-166/instruktsiia-po-likvidatsii-avarii-i/> (дата обращения: 21.03.2021). - Текст: электронный.
14. Безопасность и надежность подводных переходов трубопроводных систем Западной Сибири. Учебное издание. В 2 частях. Часть 1. Магистральные нефтепроводы/ Д.В. Новицкий, С.В. Кузьмин, В. В. Иванов [и др.]; ТИИС «Инновация» – Тюмень: ТИУ, 2017.– 64с.
15. 1cert.ru: Единый стандарт. Центр сертификации и лицензирования: сайт - Москва. – URL: <https://1cert.ru/stati/posledstviya-avariy-na-podvodnykh-perekhodakh-neftyanykh-magistralei-i-metody-borby-s-nimi> (дата обращения: 03.02.2021). - Текст: электронный.
16. Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности": Приказ Ростехнадзора N 534 от 15 декабря 2020. Текст: электронный // СПС Консультант Плюс. – Режим доступа: локальный.
17. РД 153-39.4-056-00. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов: дата введения 2001-01-01. - URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200030378> (дата обращения: 22.03.2021). - Текст: электронный.
18. Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности для опасных производственных

объектов магистральных трубопроводов" Приказ Ростехнадзора N 517 от 11 декабря 2020. Текст: электронный // СПС Консультант Плюс. – Режим доступа: локальный.

19. РД-13.020.40-КТН-025-14. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Требования к разработке плана по предупреждению и ликвидации разливов нефти (нефтепродуктов) на переходах МН (МНПП) через водные преграды: дата введения 2014-06-01. - URL:

<https://niitn.transneft.ru/tenders/purchase/id/807021> (дата обращения: 22.03.2021). - Текст: электронный.

20. РД 153-39.4-114.01. Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах: дата введения 2002-02-20. - URL:

<https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294814/4294814849.htm> (дата обращения: 07.04.2021). - Текст: электронный.

21. Применение боновых заграждений при ликвидации разливов нефти. – Текст: электронный // ИТОПФ: [сайт]. – URL: [http://www.itopf.com/uploads/translated/TIP\\_3\\_2011\\_RU\\_Use\\_of\\_booms\\_in\\_oil\\_pollution\\_response.pdf](http://www.itopf.com/uploads/translated/TIP_3_2011_RU_Use_of_booms_in_oil_pollution_response.pdf) (дата обращения: 03.05.2021). – Режим доступа: свободный.

22. Об утверждении Руководства по безопасности "Инструкция по ликвидации возможных аварий на подводных переходах магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов" Приказ Ростехнадзора N 169 от 12 апреля 2018. Текст: электронный // СПС Консультант Плюс. – Режим доступа: локальный.

23. Куликова И.С. Особенности локализации разливов нефти из подводных переходов трубопроводов в условиях открытой воды // Территория нефтегаз. – 2012, – № 5. – С. 48-53.

24. Кандауров А.П. Промышленная и экологическая безопасность на арктическом шельфе: технологии, разработки, оборудование // Neftegaz.Ru. – 2017, – № 5. – С. 38-45.

25. Альжанов Б.А. , Горовых О.Г. Использование метода затопления при ликвидации аварийных разливов нефти на водных // Вестник Воронежского института ГПС МЧС России. – 2016, – №4(21) – С.79-80.

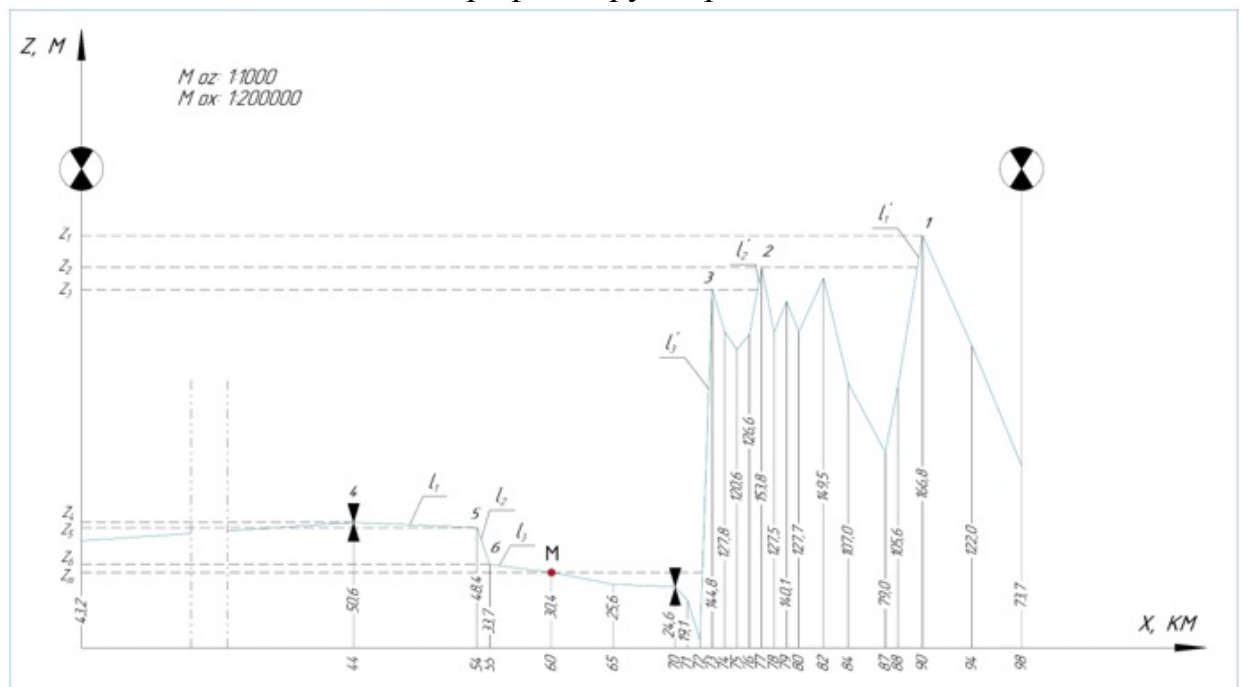
26. Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах: утверждена Минтопэнерго РФ 01 ноября 1995г. – Согласовано с департаментом Государственного экологического контроля Минприроды РФ – Текст: электронный // Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200031822>. Дата обращения: 09.04.2021

					Список литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		114

27. О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах: Постановление Правительства N 913 РФ от 13 сентября 2016 (редакция от 29 июня 2018 с изменениями на 24 января 2020 года). Текст: электронный // СПС КонсультантПлюс. – Режим доступа: локальный.
28. ОР – 13.020.30 – КТН – 161 – 13 «Порядок применения действующих методик расчета ущерба окружающей среде при инцидентах и авариях с разливами нефти и нефтепродуктов».
29. Уровни загрязнения почв нефтепродуктами – Текст: электронный //Хелпикс.Орг [сайт]. –URL: <https://helpiks.org/8-14314.html>. (дата обращения: 20.04.2021). – Режим доступа: свободный.
30. Гаврикова Н.А. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие / Н.А. Гаврикова, Л.Р. Тухватулина, И.Г. Видяев, [и др.]; ТПУ. – Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – 73 с.
31. Российская Федерация. Законы. Трудовой кодекс РФ. Федеральный закон №197-ФЗ (редакция от 05 апреля 2021): [принят Государственной Думой 30 декабря 2001 года]. – Текст : электронный // СПС КонсультантПлюс. – Режим доступа: локальный.
32. ГОСТ 21752-76. Система «человек-машина». Маховики управления и штурвалы. Общие эргономические требования: дата введения 1977-01-01. - URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200012828> (дата обращения: 14.04.2021). - Текст: электронный.
33. ГОСТ 22613-77. Система «человек-машина». Выключатели и переключатели поворотные. Общие эргономические требования: дата введения 1978-07-01. - URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200012835> (дата обращения: 14.04.2021). - Текст: электронный.
34. ГОСТ 21753-76. Система «человек-машина». Рычаги управления. Общие эргономические требования: дата введения 1977-01-01. - URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200012829> (дата обращения: 14.04.2021). - Текст: электронный.
35. Российская Федерация. Законы. О страховых пенсиях: Федеральный закон N 400-ФЗ (редакция от 24 февраля 2021 года) : [принят Государственной думой 28 декабря 2013 года]. – Текст: электронный // СПС КонсультантПлюс. – Режим доступа: локальный.
36. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация: дата введения 2017-03-01. - URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200136071> (дата обращения: 16.04.2021). - Текст: электронный.

37. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений: дата введения 1996-10-01. - URL: <https://docs.cntd.ru/document/901704046> (дата обращения: 16.04.2021). - Текст: электронный.
38. МР 2.2.7.2129 – 06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях: дата введения 2006-11-01. - URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200047514> (дата обращения: 16.04.2021). - Текст: электронный.
39. ГОСТ 12.2.003-91. Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности: дата введения 1992-01-01. - URL: <https://docs.cntd.ru/document/901702428> (дата обращения: 17.04.2021). - Текст: электронный.
40. СП 52.13330.2016 Свод правил. Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95: дата введения 2017-05-08. - URL: <https://docs.cntd.ru/document/456054197> (дата обращения: 17.04.2021). - Текст: электронный.
41. ГОСТ 12.1.003-2014. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности: дата введения 2015-11-01. - URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200118606> (дата обращения: 17.04.2021). - Текст: электронный.
42. ГОСТ 12.1.007-76. Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности: дата введения 1977-01-01. - URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200233> (дата обращения: 19.04.2021). - Текст: электронный.
43. ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны: дата введения 1989-01-01. - URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003608> (дата обращения: 19.04.2021). - Текст: электронный.
44. ГОСТ 12.1.038-82. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов: дата введения 1983-07-01. - URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200313> (дата обращения: 20.04.2021). - Текст: электронный.
45. ГОСТ 12.1.010-76. Система стандартов безопасности труда. Взрывобезопасность. Общие требования: дата введения 1978-01-01. - URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200270> (дата обращения: 20.04.2021). - Текст: электронный.
46. ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования: дата введения 1992-07-01. - URL: <https://docs.cntd.ru/document/9051953> (дата обращения: 20.04.2021). - Текст: электронный.

## Профиль трубопровода



Условные обозначения

$\frac{1}{2}$	задвижка	Z <sub>m</sub>	геодезическая отметка места повреждения
НПС	нефтеперекачивающая станция	Z <sub>1</sub>	геодезическая отметка начала аварийного участка
M	место повреждения	Z <sub>2</sub>	геодезическая отметка конца аварийного участка
x <sup>+</sup>	расстояние от НПС до места повреждения		

					Разработка мероприятий по предотвращению распространения нефтяного загрязнения при авариях на подводных переходах магистрального нефтепровода
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	
Разраб.		Кузьменко Е.А.			Приложения
Руковод.		Валитова Е.Ю.			
Консульт.					
Рук-ль ООП		Брусник О.В.			
					Литера
					Лист
					Листов
					117
					117
					ТПУ гр.2Б7Б